

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ҐЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

другого (магістерського) рівня вищої освіти

на тему:

**«РОЗРОБЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЙ 110 КВ ТА АНАЛІЗ ПРИЛЕГЛОЇ
ДІЛЯНКИ МЕРЕЖІ»**

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 61 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ **Боднар М. Б.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: _____ **Левонюк В. Р.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ **Коробка С. В.**
(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Боднару Мар'яну Багдановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розроблення підстанції 110 кВ та аналіз прилеглої ділянки мережі»
керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 140 / к - с від 28.02.2025 р.

2. Строк подання студентом роботи 12.12.2025 р.

3. Вихідні дані
технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1. Розробка районної електричної мережі

2 Розрахунок нормальних та аварійних режимів

3 Розроблення підстанції 110/10 кВ

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5 Техніко-економічний розрахунок мережі

Висновки

Перелік джерел посилання

Додатки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 28.02.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Розробка районної електричної мережі	28.02.2025 – 28.03.2025	
2	Розрахунок та моделювання нормальних та аварійних режимів	31.03.2025 – 2.05.2025	
3	Розробка підстанції 110/10 кВ	5.05.2025 – 11.07.2025	
4	Розробка заходів з охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях	14.07.2025 – 17.10.2025	
5	Виконання техніко-економічної оцінки	20.10.2025 – 7.11.2025	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	10.11.2025 – 28.11.2025	
7	Завершення роботи в цілому	1.12.2025 – 12.12.2025	

Студент _____ Боднар М. Б.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.31.1110:3

Боднар М. Б. Розроблення підстанції 110 кВ та аналіз прилеглої ділянки мережі. Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій імені С. З. Гжицького, 2025 р. 65 с. текстової частини, 18 рисунків, 37 таблиць, 32 джерела.

У кваліфікаційній роботі проведено повний комплекс інженерних розрахунків та аналітичних досліджень, спрямованих на розроблення підстанції 110 кВ і технічний аналіз прилеглої ділянки електричної мережі. Розроблено районну електричну мережу та виконано розрахунок балансів активної і реактивної потужностей. Проведено аналіз структури системи, визначено потужності підстанцій і основних вузлів споживання. Здійснено розрахунок нормальних і аварійних режимів роботи електричної мережі, а також визначено струми коротких замикань. На основі створеної схеми заміщення проведено моделювання роботи системи в середовищі *Circuit Maker*. Виконано технічне розроблення підстанції 110/10 кВ, вибрано кількість і потужність силових трансформаторів, а також здійснено підбір основного електротехнічного обладнання. Розглянуто питання охорони праці, блискавкозахисту, пожежної безпеки та дій у надзвичайних ситуаціях. Виконано техніко-економічний розрахунок мережі. Визначено втрати потужності та електроенергії, обсяг капіталовкладень, питомі капіталовкладення та собівартість передачі електроенергії.

ПІДСТАНЦІЯ, РОЗРОБЛЕННЯ, АНАЛІЗ, РЕЖИМ, МОДЕЛЬ, ОБГРУНТУВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 РОЗРОБКА РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	9
1.1 Вихідні дані для виконання кваліфікаційної роботи.....	9
1.2 Розрахунок балансів активної та реактивної потужностей.....	10
1.3 Визначення сумарної потужності компенсувальних пристроїв.....	12
1.4 Ескізи електричної мережі.....	13
1.5 Розробка принципів схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв.....	18
1.6 Вибір найкращого варіанту схеми за натуральними показниками.....	21
1.7 Вибір перерізів проводів та трансформаторів.....	22
2 РОЗРАХУНОК НОРМАЛЬНИХ ТА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ.....	25
2.1 Аналіз нормальних режимів електричної мережі.....	25
2.2 Аналіз струмів коротких замикань.....	29
2.2.1 Вибір базових умов.....	29
2.2.2 Схема заміщення та розрахунок її параметрів.....	29
2.2.3 Розрахунок струмів КЗ в точці К4.....	31
3 РОЗРОБЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ.....	33
3.1 Вибір кількості та потужності трансформаторів.....	33
3.2 Розрахунок струмів нормального та максимального режимів.....	33
3.3 Вибір обладнання підстанції.....	34
3.3.1 Вибір вимикачів.....	34
3.3.2 Вибір роз'єднувачів.....	36
3.3.3 Вибір струмоведучих частин.....	37
3.3.4 Вибір трансформаторів струму та напруги.....	38
3.3.5 Вибір трансформатора власних потреб.....	41
3.3.6 Вибір обмежувачів перенапруг.....	42
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	45

4.1 Загальні вимоги з охорони праці під час експлуатації електроустановок	45
4.2 Блискавкозахист підстанції.....	47
4.3 Пожежна безпека підстанції.....	49
4.4 Розробка заходів із питань безпеки в надзвичайних ситуаціях.....	51
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ.....	53
5.1 Розрахунок втрат потужності та енергії.....	53
5.2 Розрахунок величини капіталовкладень та витрат.....	55
5.3 Визначення питомих капіталовкладень.....	56
5.4 Визначення собівартості передачі енергії та рентабельності.....	58
ВИСНОВКИ.....	60
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	61
ДОДАТКИ.....	64
Додаток А Результати розрахунку ескізів мережі.....	64

ВСТУП

Сучасний розвиток електроенергетики України характеризується підвищенням вимог до надійності, енергоефективності та гнучкості систем електропостачання. В умовах постійного зростання споживання електричної енергії, збільшення частки відновлюваних джерел, а також потреби у зниженні технічних втрат актуальним завданням залишається удосконалення схем розподілу електроенергії та модернізація існуючих підстанцій. Підстанції напругою 110 кВ відіграють ключову роль у структурі електричних мереж середнього рівня напруги, забезпечуючи зв'язок між магістральними та розподільчими лініями, стабільність режимів напруги та баланс активної і реактивної потужностей у системі [1].

Зростання електричних навантажень у промислових і комунальних споживачів вимагає від операторів систем розподілу підвищеної уваги до стану підстанційного обладнання, правильності вибору його потужності, а також до схемних рішень у прилеглих ділянках мережі. Від якості проектування таких об'єктів залежить не лише економічна ефективність роботи енергосистеми, а й рівень електробезпеки персоналу та споживачів. Тому розроблення нових та реконструкція діючих підстанцій повинні виконуватись із дотриманням сучасних норм енергетичного проектування, технічних умов експлуатації обладнання та вимог з охорони праці [2].

Особливу увагу приділено моделюванню електричних режимів із використанням сучасних програмних засобів. Імітаційне моделювання дозволяє досліджувати нормальні та аварійні режими, визначати струми коротких замикань, а також оцінювати допустимість напруг на шинах підстанцій. Це забезпечує підвищення точності розрахунків і дає змогу обґрунтувати вибір раціональних конструктивних рішень.

Під час розроблення проєкту враховано вимоги чинних нормативних документів, зокрема Правил улаштування електроустановок, стандартів ДСТУ та довідкових матеріалів виробників електротехнічного обладнання.

Особливе значення приділено вибору вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму й напруги, обмежувачів перенапруг і провідників струмоведучих частин, що визначають надійність роботи системи. Враховано також аспекти електробезпеки, захисту персоналу від ураження електричним струмом і блискавкових перенапруг, а також питання пожежної безпеки та реагування у надзвичайних ситуаціях.

Метою кваліфікаційної роботи є розроблення підстанції напругою 110 кВ та проведення технічного аналізу прилеглої ділянки електричної мережі з урахуванням вимог енергоефективності, надійності, економічної доцільності та здійснити її оптимізацію.

Для досягнення поставленої мети у роботі вирішуються такі основні **завдання**:

- розробити схему районної електричної мережі та виконати баланс активних і реактивних потужностей;
- здійснити вибір компенсувальних пристроїв і визначити їх потужність;
- провести розрахунок нормальних та аварійних режимів роботи мережі із визначенням втрат напруги;
- виконати розроблення схеми підстанції 110/10 кВ, вибір її основного та допоміжного обладнання;
- оцінити техніко-економічні показники проєктованої мережі;
- розглянути питання охорони праці, пожежної безпеки та захисту підстанції від дії блискавки й надзвичайних ситуацій.

Об'єктом дослідження є електрична мережа напругою 110 кВ, а **предметом** – процеси перетворення та розподілу електричної енергії в умовах роботи підстанції та її прилеглих ліній.

Практичне значення роботи полягає у можливості використання отриманих результатів при реконструкції або будівництві підстанцій аналогічного класу напруги. Розроблена модель мережі та проведені розрахунки можуть бути використані для оптимізації схем живлення, вибору обладнання, а також для навчальних і наукових цілей у галузі електричних систем та мереж.

1 РОЗРОБКА РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вихідні дані для виконання кваліфікаційної роботи

У схемі, поданій на рисунку 1.1, відображено структурну організацію електричної мережі, включно з розташуванням джерел енергії та основних вузлів споживання, що враховуються при її проектуванні.

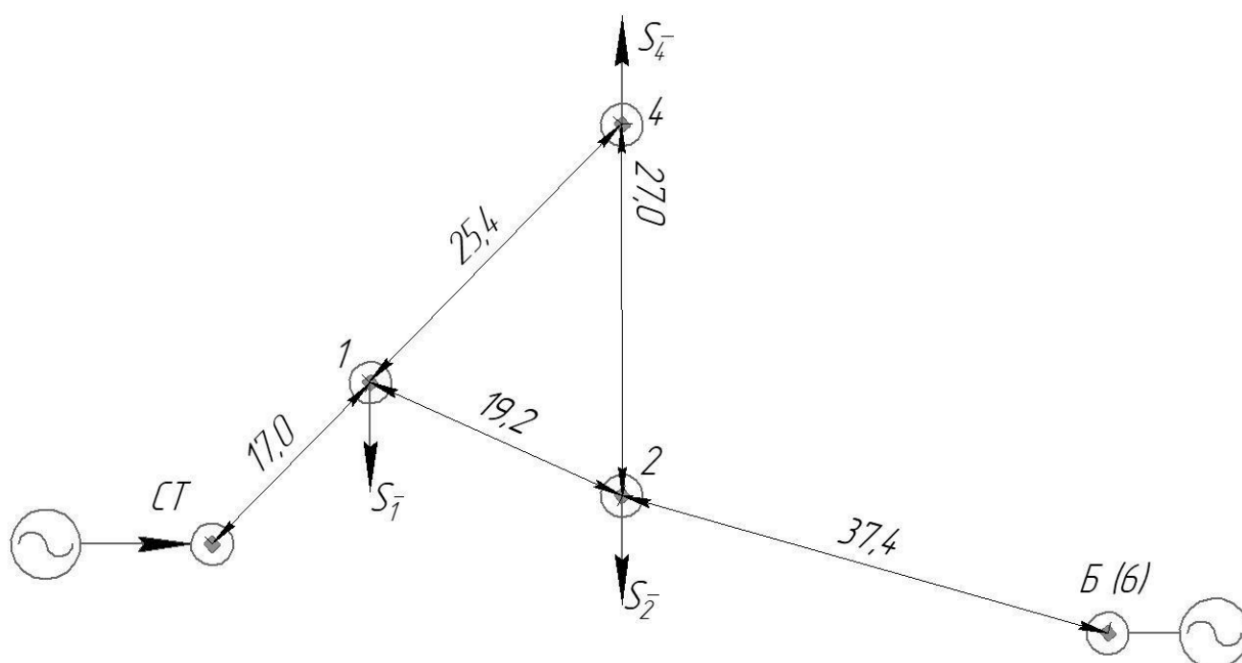


Рисунок 1.1 – Узагальнена схема просторової конфігурації електричної мережі, яка відображає розташування джерел генерування та основних пунктів електроспоживання

У таблиці 1.1 наведено узагальнені вихідні параметри, які характеризують джерела електроживлення та основні пункти споживання електричної енергії в межах розроблюваної мережі.

Таблиця 1.1 – Систематизовані вихідні дані щодо джерел електропостачання та вузлів електроспоживання

Дані	Джерела живлення та пункти споживання електроенергії				
	Баланс. вузол	СТ	ПС1	ПС2	ПС 4
$P_{\max}$, МВт	—	90	29	50	18
$\cos \varphi$	—	0,82	0,82	0,87	0,75
x/y	70/0	5/7	17/19	34/10	35/37
Категорія	I	I	I	II	I

Мінімальне навантаження електроспоживачів становить 60 % від їхнього максимального значення, зазначеного в таблиці 1.1, при цьому тривалість експлуатації пікового навантаження дорівнює $T_{max} = 5000$ год.

Крім того, у таблиці 1.2 наведено розрахункові значення струмів короткого замикання для підстанції ПС2 із потужністю 57,5 МВА.

Таблиця 1.2 – Струми КЗ на шинах ПС2

Струм КЗ на вищій стороні, $I_{П1}^{(3)}$, кА	Струм КЗ на нижчій стороні, $I_{К2}^{(3)}$, кА
6,82	16,79

1.2 Розрахунок балансів активної та реактивної потужностей

Баланс потужностей розраховується лише для режиму максимальних активних та реактивних навантажень, виходячи з припущення, що пікові навантаження усіх споживачів електричної системи виникають одночасно. У цьому випадку джерела живлення повинні забезпечувати покриття повного сумарного навантаження споживачів.

Сумарну потужність усіх підстанцій обчислюємо за формулою [3]:

$$P_{n\Sigma} = P_1 + P_2 + P_4; \quad P_{n\Sigma} = 29 + 50 + 18 = 97 \text{ МВт}, \quad (1.1)$$

де P_{ni} – активні складові споживаної потужності кожної підстанції електричної мережі.

Орієнтовні сумарні втрати активної потужності в мережі приймаються у межах 6 – 8 % від загальної активної потужності підстанцій [4]. Для подальших розрахунків приймемо їх рівними 7 % від сумарної активної потужності підстанцій:

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,07 \cdot P_{n\Sigma}; \quad \Delta P_{\Sigma} = 0,07 \cdot 97 = 6,79 \text{ МВт}. \quad (1.2)$$

Необхідний резерв активної потужності у мережі орієнтовно приймається на рівні 10 % від загальної активної потужності підстанцій:

$$\Delta P_{PE3} = 0,1 \cdot P_{n\Sigma}; \quad \Delta P_{PE3} = 0,1 \cdot 97 = 9,7 \text{ МВт}. \quad (1.3)$$

Обчислимо величину необхідної активної потужності джерел живлення для забезпечення нормальної роботи мережі:

$$P_{дж} = P_{n\Sigma} + P_{л\Sigma} + \Delta P_{m\Sigma} + P_{рез}, \quad P_{дж} = 97 + 6,79 + 9,7 = 113,5 \text{ МВт.} \quad (1.4)$$

Розрахуємо величину небалансу активної потужності в електричній системі:

$$P_{нб} = P_{Г} - P_{n\Sigma}; \quad P_{у,} = 90 - 113,5 = -23,5 < 0 \text{ МВт.} \quad (1.5)$$

Оскільки $P_{нб} < 0$, то проектувана електрична система характеризується дефіцитом активної потужності, і існуючі джерела не забезпечують повного покриття навантаження балансувальною станцією. Далі визначимо величину реактивної потужності станції.

Реактивна потужність ПС1 обчислюється за формулою:

$$Q_1 = P_1 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi_1)), \quad Q_1 = 90 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,82)) = 62,8 \text{ МВАр.} \quad (1.6)$$

Величина реактивної потужності інших підстанцій обчислюється аналогічним чином. Отримані результати представлені у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати обчислень реактивних потужностей підстанцій

№ ПС	P_{ni} , МВт	$\cos \varphi_{ni}$	Q_{ni} , МВАр
СТ1	90	0,82	62,8
1	29	0,82	20,2
2	50	0,87	28,3
4	18	0,78	14,5

Обчислимо загальну сумарну реактивну потужність усіх підстанцій:

$$Q_{n\Sigma} = Q_1 + Q_2 + Q_4, \quad Q_{n\Sigma} = 20,2 + 28,3 + 14,5 = 63 \text{ МВАр,} \quad (1.7)$$

Розрахуємо втрати реактивної потужності у трансформаторах, які орієнтовно приймаються рівними 10 % від повної потужності навантажень:

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 0,1 \cdot S_{EC} = 0,1 \cdot \sqrt{(P_{\Sigma n})^2 + (Q_{\Sigma n})^2}, \quad \Delta Q_{T\Sigma} = 0,1 \cdot \sqrt{97^2 + 63^2} = 11,6 \text{ МВАр,} \quad (1.8)$$

Необхідний резерв реактивної потужності приймається орієнтовно на рівні 10 % від сумарної реактивної потужності всіх підстанцій:

$$Q_{PE3} = 0,1 \cdot Q_{n\Sigma}; \quad Q_{PE3} = 0,1 \cdot 63 = 6,3 \text{ МВАр,} \quad (1.9)$$

Розрахуємо загальне сумарне реактивне навантаження електричної системи:

$$Q_{нб} = Q_{нΣ} + \Delta Q_{TΣ} + Q_{PEЗ}, \quad Q_{нб} = 60 + 11,6 + 6,3 = 80,9 \text{ МВАр}, \quad (1.10)$$

В даному випадку приблизно приймається, що втрати реактивної потужності у лініях дорівнюють генерованій в лініях реактивної потужності.

1.3 Визначення сумарної потужності компенсувальних пристроїв

Значення коефіцієнта потужності електричної системи під час передачі енергії по повітряних лініях напругою 110 приймається рівним 0,85.

З урахуванням цього визначимо необхідну потужність компенсуючих пристроїв для кожної підстанції. Необхідна потужність КУ на ПС1 обчислюється за формулою [5]:

$$Q_{КУ1}^{POЗP} = P_{1\max} \cdot \left(\operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi_1)) - \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi_{em})) \right); \quad (1.11)$$

$$Q_{КУ1}^{POЗP} = 29 \cdot \left(\operatorname{tg}(\arccos(0,82)) - \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) \right) = 2,27 \text{ МВАр}.$$

Величина необхідної потужності компенсуючих установок на інших підстанціях визначається за аналогічною методикою.

Необхідна потужність КУ інших підстанцій обчислюється аналогічно: $Q_{КУ2}^{POЗP} = 0 \text{ МВАр}$, $Q_{КУ4}^{POЗP} = 3,28 \text{ МВАр}$. На основі розрахованих значень необхідної потужності компенсуючих пристроїв здійснюється вибір відповідних конденсаторних установок із каталогу [6]. Оскільки на ПС2 розрахунковий коефіцієнт потужності перевищує величину, необхідну для забезпечення балансу реактивної потужності в електричній системі, встановлення компенсуючих пристроїв на цій підстанції не передбачено. Так, для ПС 1 ми вибрали 4 установки УКРЛ56-10,5-1000, для ПС4 установок УКРЛ56-10,5-1800.

Визначимо розрахункову потужність ПС1 із урахуванням встановлених компенсуючих пристроїв, за формулою:

$$\underline{S}_{n/cm1}^{POЗP} = P_{1\max} + j(Q_{1\max} - \underline{Q}_{КУ1}^{доп}), \quad \underline{S}_{n/cm1}^{POЗP} = 29 + j(20,2 - 2,0) = 29 + j18,2 \text{ ВА}. \quad (1.12)$$

Отримані результати розрахунків розрахункових потужностей усіх підстанцій наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати обчислень необхідної потужності

№ ПС	$\underline{S}_{n/cmi}^{розр}$, МВА	$S_{n/cmi}^{розр}$, МВА
СТ1	$-90 - j62,8$	109,7
1	$29 + j18,2$	34,2
2	$50 + j28,3$	57,4
4	$18 + j10,9$	21,04

1.4 Ескізи електричної мережі

Кожен із розглянутих варіантів має забезпечувати надійне електропостачання споживачів I (балансовий вузол) та II (підстанції) категорій шляхом застосування схем із резервуванням як повітряних ліній, так і понижувальних трансформаторів підстанцій. Пункти, де відсутні споживачі I та II категорій (наприклад, підстанція 4), можуть житися за схемами без резервних елементів мережі.

При розробленні ескізних схем з'єднань потрібно дотримуватися наступних основних принципів [7]:

- віддавати перевагу радіально-магістральній або змішаній конфігурації мережі;
- уникати зустрічних потоків потужності у мережі;
- прокладати траси ліній від джерел до пунктів споживання найбільш прямим (коротким) шляхом.

З урахуванням названих вимог сформовано три варіанти виконання схеми мережі, які наведено на рисунках 1.2 – 1.4.

Розрахунок потокорозподілів виконується для двох характерних режимів роботи мережі – режиму максимальних навантажень за нормальних умов (коли всі лінії перебувають у роботі) та найбільш важкого післяаварійного, або ремонтного, режиму.

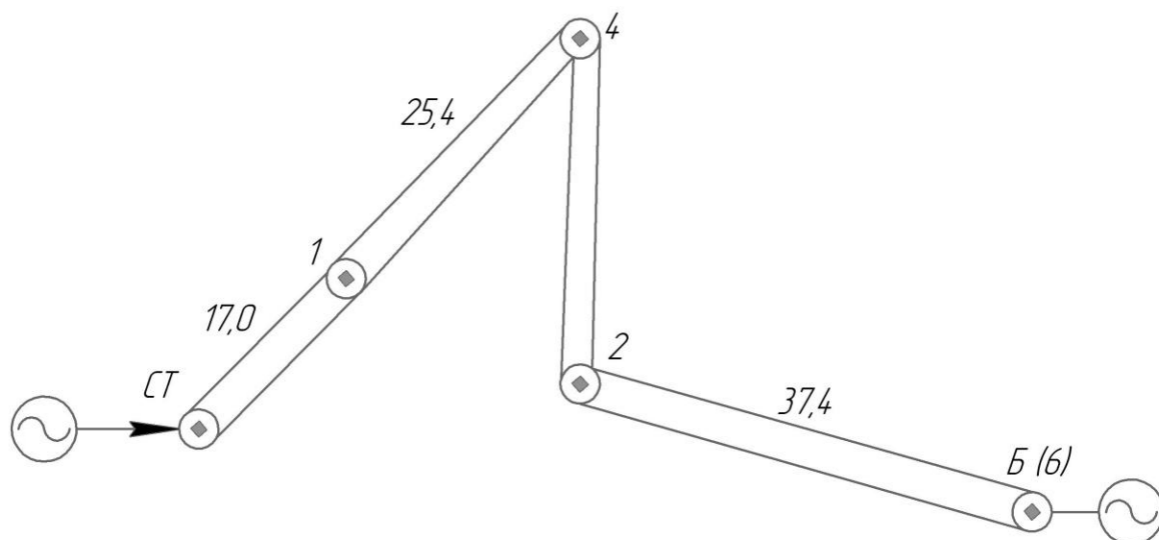


Рисунок 1.2 – Ескіз мережі №1

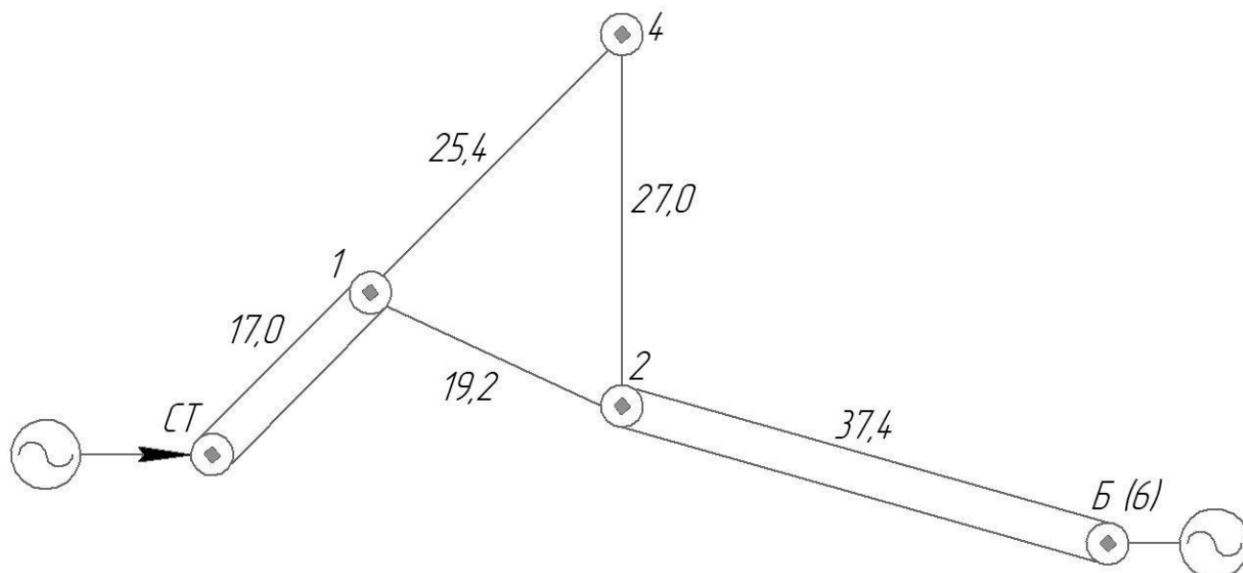


Рисунок 1.3 – Ескіз мережі №2

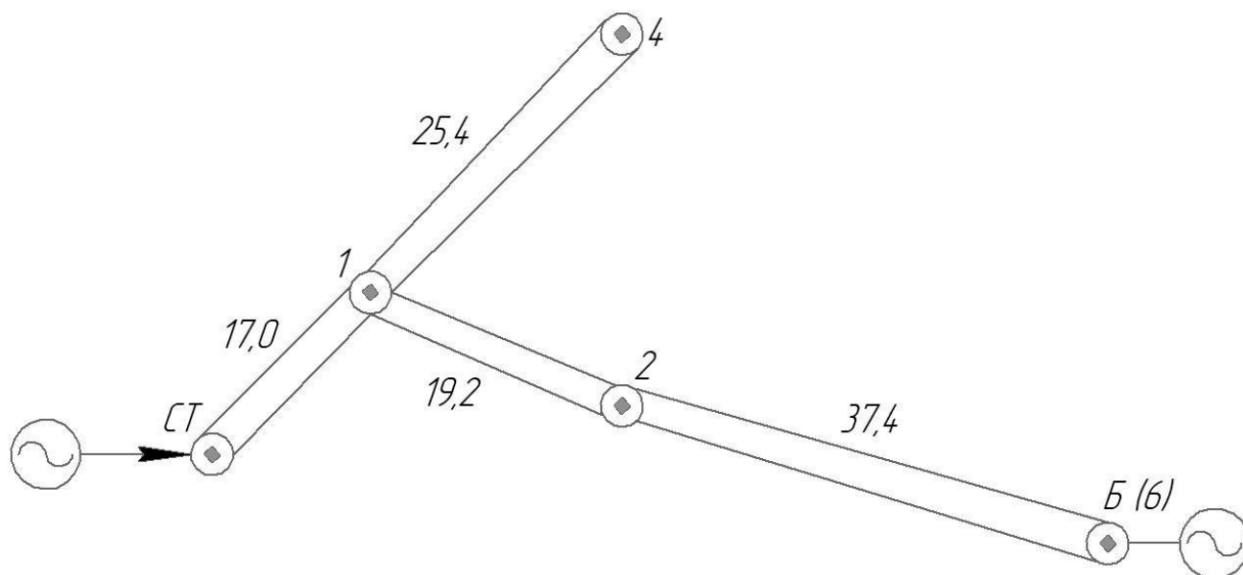


Рисунок 1.4 – Ескіз мережі №3

Під час наближеного розрахунку потокорозподілу втрати потужності у лініях не враховуються. За такого припущення потоки потужності на ділянках 1 – 5, 2 – 3 та 2 – 4 приймаються рівними розрахунковим потужностям підстанцій, розташованих у кінцях відповідних ділянок.

Визначення потоків потужності в окремих гілках мережі здійснюється відповідно до першого закону Кірхгофа [8]:

$$\underline{S}_{CT1} = \underline{S}_{CT} = 90 + j62,8 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{14} = \underline{S}_{CT1} - \underline{S}_{nc1}^{pozp} = 90 + j62,8 - 29 - j18,2 = 61 + j44,6 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{24} = \underline{S}_{14} - \underline{S}_{nc4}^{pozp} = 61 + j44,6 - 18 - j10,9 = 43 + j33,7 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{26} = \underline{S}_{24} - \underline{S}_{nc2}^{pozp} = 43 + j33,7 - 50 - j28,3 = -7 + j5,4 \text{ МВА}.$$

Потокорозподіли в ескізі мережі №1 представлено на рисунку 1.5.

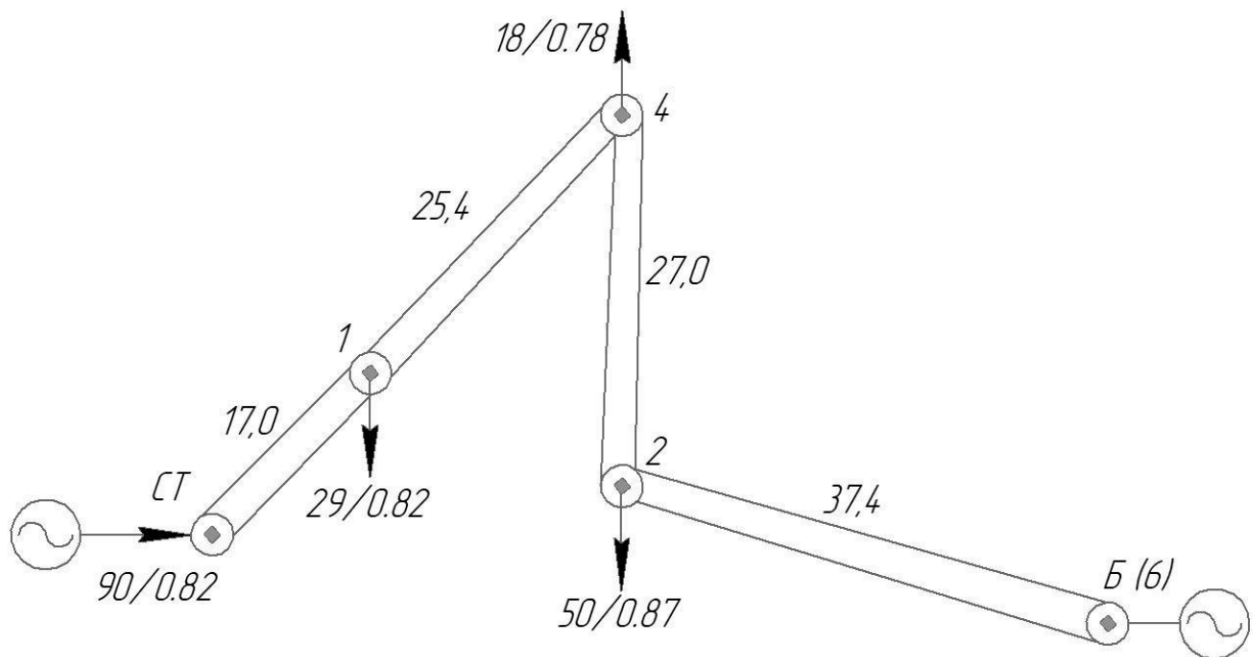


Рисунок 1.5 – Потокорозподіл ескізу мережі №1

Визначимо номінальні значення напруги окремих ділянок електричної мережі за методикою Нікогосова [9]:

$$U_{ij}^{pozp} = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{P_{ij} \cdot l_{ij}}{n_{\kappa}}}, \quad (1.13)$$

де P_{ij} – активна потужність, що передається по лінії; l_{ij} – довжина відповідної ділянки лінії; n_{κ} – кількість струмопровідних жил (кіл) лінії.

Отримані результати розрахунків по всіх ділянках систематизовано й подано в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Оцінка напруг ділянок мережі

Ділянка мережі	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	n_k , шт	$U_{ij}^{розр}$, кВ	$U_{ij}^{ном}$, кВ
СТ-1	90	17	2	84,1	110
1-4	61	25,4	2	95,9	110
2-4	43	27	2	99,4	110
Б-2	-7	37,4	2	54,1	110

Проаналізувавши отримані розрахункові величини, обираємо номінальні значення напруги для кожної ділянки електричної мережі 110 кВ.

Сумарні втрати напруги визначаються для двох режимів роботи – нормального при максимальних навантаженнях і післяаварійного (ремонтного). Їхня величина обчислюється як алгебраїчна сума втрат напруги на окремих ділянках мережі вздовж шляху від балансуєчого джерела до найбільш електрично віддаленої підстанції. Прийнятними вважаються такі варіанти електричної системи, за яких загальні втрати напруги не перевищують 15 % від номінального значення, а в післяаварійному режимі – 20 %, за умови наявності на підстанціях пристроїв регулювання напруги. Далі визначимо еквівалентні опори окремих ділянок мережі за формулою:

$$\underline{Z}_{ij} = \frac{\underline{Z}_0 \cdot l_{ij}}{n_k} = \frac{(R_{ij} + jX_{ij}) \cdot l_{ij}}{n_k}, \quad (1.14)$$

де R_{ij}, X_{ij} – активний та реактивний опори ділянок мережі.

Оскільки поперечні перерізи проводів ще не визначено, втрати напруги оцінюються за середніми значеннями питомих (погонних) опорів. Для повітряних ліній напругою 110 кВ приймаємо $\underline{Z}_0 = 0,2 + j0,4$ Ом/км. Підсумкові результати розрахунків для всіх ділянок мережі наведено в таблиці 1.6.

Найбільш віддаленою в електричному відношенні точкою мережі є підстанція 2. Втрати напруги у нормальному максимальному режимі на окремих ділянках мережі обчислюються за таким виразом:

$$\Delta U = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{ij} \cdot X_{ij}}{U_{НОМ}}, \quad (1.15)$$

де P_{ij}, Q_{ij} – активні та реактивні потужності, які передаються ділянками мережі, відповідно; $U_{НОМ}$ – номінальна напруга мережі.

Таблиця 1.6 – Результати визначення опорів окремих ділянок електричної мережі

Ділянка мережі	l_{ij} , км	n_k , шт	$\underline{Z}_{ij}$, Ом
СТ-1	17	2	$1,7 + j3,39$
1-4	25,4	2	$2,54 + j5,09$
2-4	27	2	$2,7 + j5,4$
Б-2	37,4	2	$3,74 + j7,48$

Отримані результати розрахунків подано в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Результати визначення втрат напруги у нормальному максимальному режимі

Ділянка мережі	U_{ij} , кВ	P_{ij} , кВ	Q_{ij} , кВ	ΔU_{ij} , кВ
СТ-1	110	90	62.8	3.33
1-4	110	61	44.6	3.47
2-4	110	43	33.7	2.71
Б-2	110	-7	5.4	0.13

Сумарні втрати напруги в нормальному максимальному режимі від балансуєної станції до підстанції 2 складуть [10]:

$$\Delta U_{\Sigma}^{MP} = \Delta U_{СТ1}^{MP} + \Delta U_{14}^{MP} + \Delta U_{24}^{MP}, \quad \Delta U_{\Sigma}^{MP} = 3,33 + 3,47 + 2,71 = 9,51 \text{ кВ.} \quad (1.16)$$

У відсотковому співвідношенні, значення втрат напруги складає:

$$\delta U_{\Sigma CT2}^{MP} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{MP}}{U_{НОМ}} \cdot 100\%, \quad \delta U_{\Sigma CT2}^{MP} = \frac{9,51}{110} \cdot 100\% = 8,64 \%. \quad (1.17)$$

Отримане значення втрат напруги менше 15 % від номінальної напруги мережі, що відповідає допустимим нормам. Для розрахунку післяаварійного режиму відключається один із контурів повітряної лінії ділянки 1 – 4, оскільки саме на цій ділянці у нормальному максимальному режимі спостерігаються найбільші втрати напруги. Відповідне відключення створює найважчий піс-

ляаварійний режим. Потокорозподіл у мережі при цьому залишається без змін, а опір лінії та втрати напруги на зазначеній ділянці збільшуються у двічі.

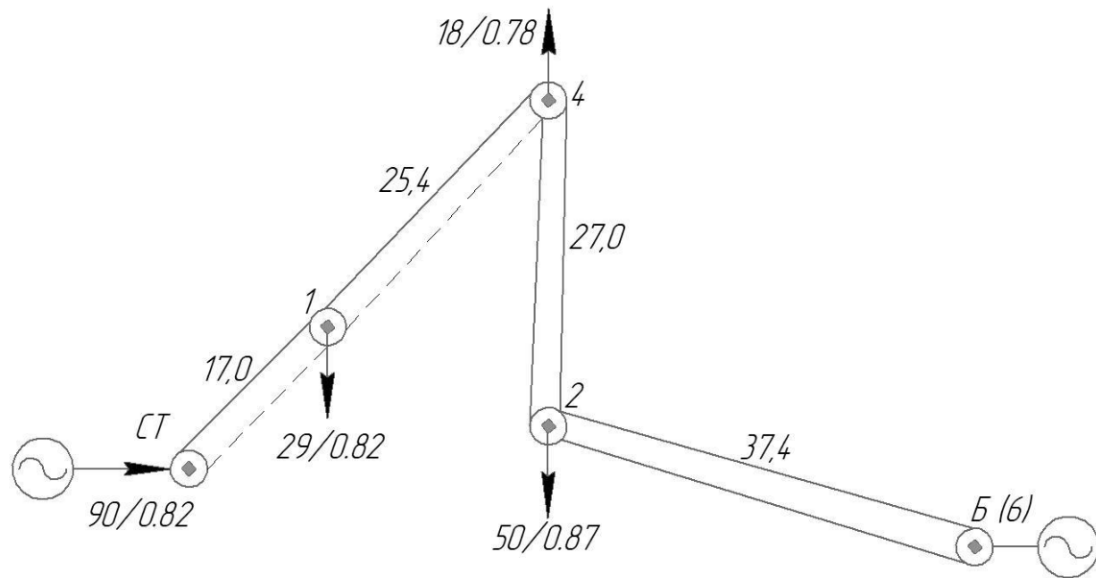


Рисунок 1.6 – Потокорозподіл у схемі №1 у післяаварійному режимі

Відтак, втрати напруги у післяаварійному режимі становлять:

$$\Delta U_{\Sigma}^{MP} = 6,66 + 6,94 + 2,71 = 16,31 \text{ кВ.}$$

$$\delta U_{\Sigma CT2}^{MP} = \frac{16,13}{110} \cdot 100\% = 14,8 \text{ \%}.$$

Оскільки втрати напруги в нормальному максимальному та післяаварійному режимах перебувають у допустимих межах, за остаточний варіант приймаємо схему № 1, представлену на рисунку 1.2.

Розрахунки інших варіантів ескізів ми не будемо представляти, а лише покажемо кінцеві результати у Додатку А.

1.5 Розробка принципів схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв

Для здійснення повноцінного аналізу ми повинні порівняти між собою можливі схеми з'єднання розподільчих пристроїв для різних ескізів мережі. Тому, нами було розроблено такі схеми. Проаналізуємо їх.

Схема для ескізу мережі №1. Вибираємо типи розподільних пристроїв для кожної точки аналізованої мережі залежно кількості приєднань до кожної.

У БВ $n_{np} = 2$ контури ПЛ – подвійна система шин. ПС1 $n_{np} = 2$ контура ПЛ + 2 трансформатори – два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку лінії. ПС2 $n_{np} = 2$ контури ПЛ + 2 трансформатори – два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку лінії. ПС4 $n_{np} = 4$ контури ПЛ + 2 трансформатори – шестикутник. СТ1 $n_{np} = 2$ контури ПЛ – подвійна система шин.

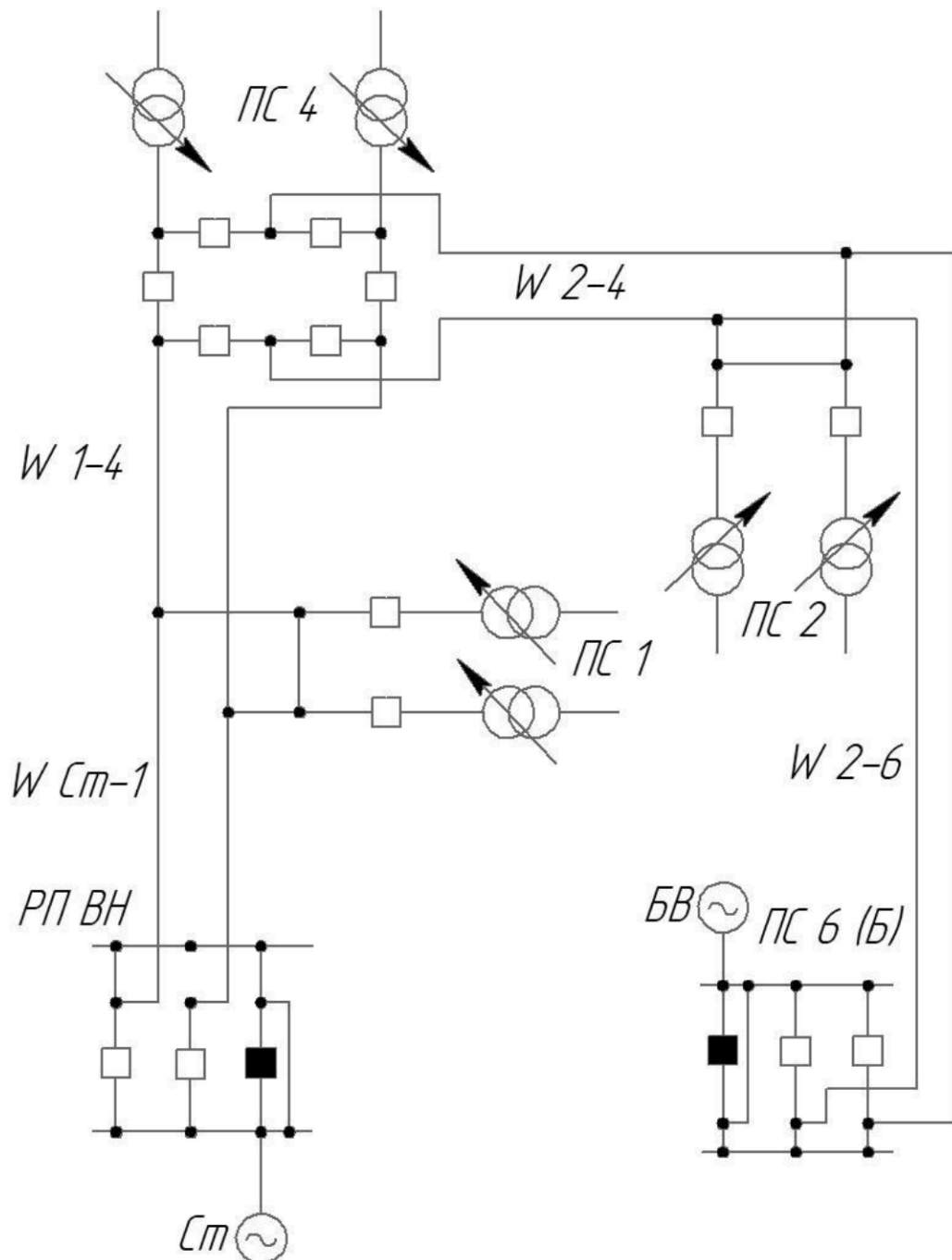


Рисунок 1.7 – Принципова схема електричних з'єднань для ескізу №1

Схема для ескізу мережі №2. Вибираємо типи розподільчих пристроїв для кожної точки аналізованої мережі залежно кількості приєднань до кожної. У БВ

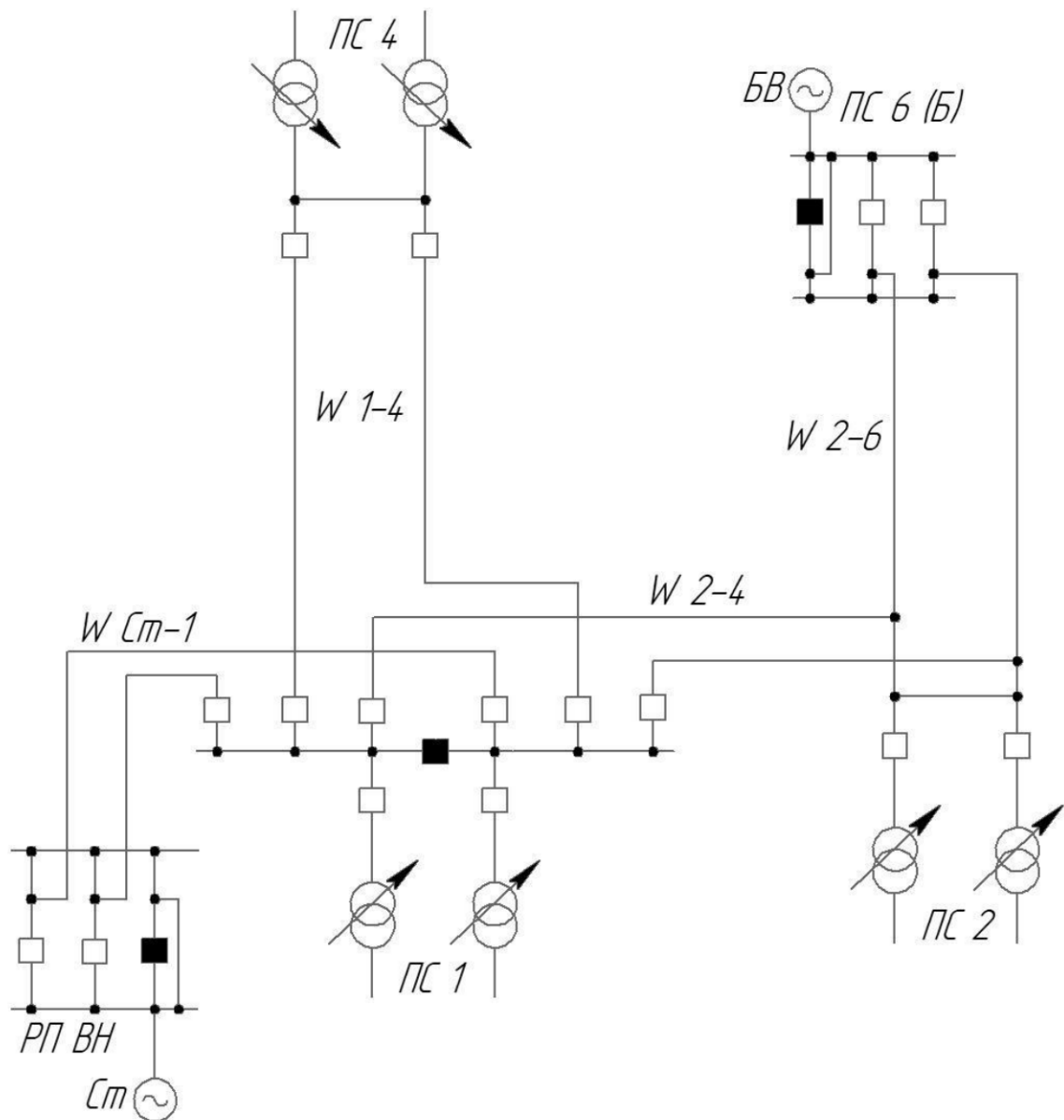


Рисунок 1.9 – Принципова схема електричних з'єднань для ескізу №3

1.6 Вибір найкращого варіанту схеми за натуральними показниками

Результати розрахунків усіх варіантів розроблених ескізів електричних мереж зведено до порівняльної таблиці за економічними та технічними показниками (таблиця 1.8). Аналіз отриманих натуральних показників та сумарних втрат напруги дає змогу оцінити економічну доцільність розглянутих варіантів електричної системи та обрати оптимальний з них для подальших розрахунків. Обраний варіант відповідає вимогам надійності, допустимих втрат напруги та раціонального використання матеріальних ресурсів [11].

Таблиця 1.8 – Порівняння варіантів за натуральними показниками

№ варіанта	Економічні показники		Технічні показники		
			Сумарні втрати напруги		
	Довжина ліній, км	Кількість ви-микачів, шт	Нормальний режим	Післяаварійний режим	
			ΔU_{Σ}^{HP} , кВ	Ділянка обриву	$\Delta U_{\Sigma}^{ПА}$, кВ
1	107	16	8,64	1-4	14,8
2	126	23	6,04	1-2	14,3
3	99	158,4	4,78	СТ-1	7,8

Аналізуючи отримані результати, можна зробити висновок, що саме схема №3 є найбільш раціональною як з технічного, так і з економічного погляду, оскільки забезпечує мінімальні втрати напруги при оптимальній довжині ліній і кількості комутаційного обладнання.

1.7 Вибір перерізів проводів та трансформаторів

Під час проектування повітряних ліній напругою 35 – 220 кВ вибір перерізу проводів здійснюють за узагальненими критеріями, зокрема за нормованими значеннями економічної густини струму, визначеними для різних кліматичних зон України. Застосування методу економічної густини струму дає змогу забезпечити оптимальне навантаження провідників і досягти мінімальних витрат на струмопровідні матеріали.

Економічний переріз визначається так:

$$F_E = \frac{I_{РОБ.МАКС}}{j_E}, \quad (1.18)$$

де j_E – економічна густина струму, яка прийнята рівною 1,1 А/мм². Прийняті значення економічної густини струму приведені в ПУЕ [12].

Максимальне робоче значення струму має бути меншим або рівним допустимості струму для вибраного перерізу провідника, оскільки перевищення цього значення може призвести до його перегріву та погіршення експлуатаційних характеристик лінії:

$$I_{\text{РОБ.МАКС}} = \frac{S_{\text{max}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_K}, \quad (1.19)$$

де S_{max} – повна потужність ділянки мережі при максимальних навантаженнях; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга; n_K – кількість контурів.

Оскільки аналізована електрична мережа належить до класу напруги 110 кВ, для забезпечення прийнятного рівня коронних втрат слід вибирати переріз сталєво-алюмінієвих проводів не менше мінімально допустимого значення 70 мм².

Здійснимо вибір перерізу на ділянці СТ-1.

Розрахуємо модуль повної потужності [13]:

$$S_{\text{max}}^{CT-1} = \sqrt{(P_{\text{max}}^{CT-1})^2 + (Q_{\text{max}}^{CT-1})^2}, \quad (1.20)$$

$$S_{\text{max}}^{CT-1} = \sqrt{(90)^2 + (62,8)^2} = 110 \text{ МВА}.$$

Максимальний робочий струм ділянки СТ-1 становить:

$$I_{\text{РОБ.МАКС}} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 288 \text{ А}.$$

Економічний переріз проводу ділянки СТ-1 становить:

$$F_E^{CT-1} = \frac{288}{1,1} = 262 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо марку дроту АС-240/32, який має допустимий струм 605 А.

Результати вибору перерізів проводів для решти ділянок представлено у таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати вибору перерізів проводів

Ділянка	S_{max} , МВА	n_K , шт	$I_{\text{РОБ.МАКС}}^{H.P}$, А	$F_{\text{СТАНД}}$, мм ²	$I_{\text{ДОП}}$, А
СТ-1	110	2	288	АС 240/32	605
1-4	21	2	55,1	АС 70/11	265
1-2	54,6	2	143	АС 120/19	390
Б-2	8,8	2	23	АС 70/11	265

Параметри повітряних ліній розраховуються за такими формулами:

$$Z_E = \frac{Z_0 \cdot l}{n_K}, \quad b_E = b_0 \cdot l \cdot n_K. \quad (1.21)$$

Усі розраховані дані зведено до таблиці 1.10

Таблиця 1.10 – Обчислені параметрів ліній електропередач

Ділянка	l , км	$\underline{Z}_0$, Ом/км	b_{C0} , См/км	$\underline{Z}$, Ом	b_C , См
СТ-1	17	$0,120 + j 0,405$	$2,81 \cdot 10^{-6}$	$1,02 + j 3,44$	$95,4 \cdot 10^{-6}$
1-4	25,4	$0,428 + j 0,444$	$2,55 \cdot 10^{-6}$	$5,45 + j 5,65$	$130 \cdot 10^{-6}$
1-2	19,2	$0,249 + j 0,427$	$2,66 \cdot 10^{-6}$	$2,39 + j 4,1$	$102 \cdot 10^{-6}$
Б-2	37,4	$0,428 + j 0,444$	$2,55 \cdot 10^{-6}$	$8 + j 8,3$	$191 \cdot 10^{-6}$

На вузлових підстанціях, а також на підстанціях I та II категорій, як правило, встановлюють щонайменше два трансформатори або автотрансформатори. Такий підхід дає змогу забезпечити надійне електропостачання споживачів навіть у разі аварійного відключення одного з агрегатів. Розрахункову потужність одного трансформатора визначають за формулою [14]:

$$S_{TP.HOM} = \frac{k_{I-II} \cdot S_{PO3P}^{PC}}{k_{ав}}, \quad (1.22)$$

де k_{I-II} – коефіцієнт участі споживача; $k_{ав}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження.

Розглянемо вибір трансформатора для ПС1. Розрахункова потужність:

$$S_{PO3P}^{PC} = \sqrt{29^2 + 18,2^2} = 34,3 \text{ МВА.}$$

Тоді розрахункова потужність трансформатора буде:

$$S_{TP.HOM} = \frac{1 \cdot 34,3}{1,4} = 24,5 \text{ МВА.}$$

Приймається найближче більше стандартне значення потужності трансформатора – $S_{HOM} = 25$ МВА. Виходячи з обраної потужності та відповідних номінальних напруг згідно з каталогом, на підстанції передбачено встановлення двох трансформаторів типу 2×ТДН-25000/110.

Результати вибору трансформаторів представлено у таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Результати вибору силових трансформаторів

№ПС	S_{PO3P}^{PC} , МВА	$S_{TP.HOM}$, МВА	Тип тран-ра	n_T , шт
1	34,3	25	ТДН-25000/110	2
2	57,5	40	ТДН-40000/110	2
4	21	16	ТДН-16000/110	2

2 РОЗРАХУНОК НОРМАЛЬНИХ ТА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ

На рисунку 2.1 представлено принципову схему електричних з'єднань мережі 110 кВ. Після того, як ми вибрали конфігурацію мережі, нам потрібно здійснити розрахунок ustalених режимів електричної системи, тобто визначити поточкорозподіли, втрати потужності в елементах мережі, а також модулі та фази напруг у вузлах електричної мережі у нормальному максимальному режимі та у післяаварійному режимі при відключенні (обриві) лінії СТ-1. Розрахунки проведено у програмному комплексі *Circuit Maker*.

На основі отриманих результатів здійснюється аналіз прийнятності режимів за технічними та економічними критеріями, визначається необхідність регулювання напруги для підтримання заданого рівня на шинах підстанцій і станцій, а також формулюються рекомендації щодо підвищення економічності роботи електричної системи [15].

2.1 Аналіз нормальних режимів електричної мережі

Розрахункова схема заміщення електричної мережі формується шляхом об'єднання схем заміщення окремих елементів відповідно до принципової схеми їх електричних з'єднань (рис. 2.1). Еквівалентні параметри окремих елементів мережі визначені раніше (див. табл. 1.10). Остаточна схема заміщення електричної системи подана на рисунку 2.2.

Далі, на основі укладеної схеми заміщення, у програмному комплексі *Circuit Maker* [16] було здійснено симулювання роботи мережі. Результати представлено на рисунку 2.3 та на рисунку 2.4.

На рисунку 2.5 представлено гістограми розподілу напруг за підстанціями для нормального та післяаварійного режимів роботи мережі. Здійснимо їх аналіз.

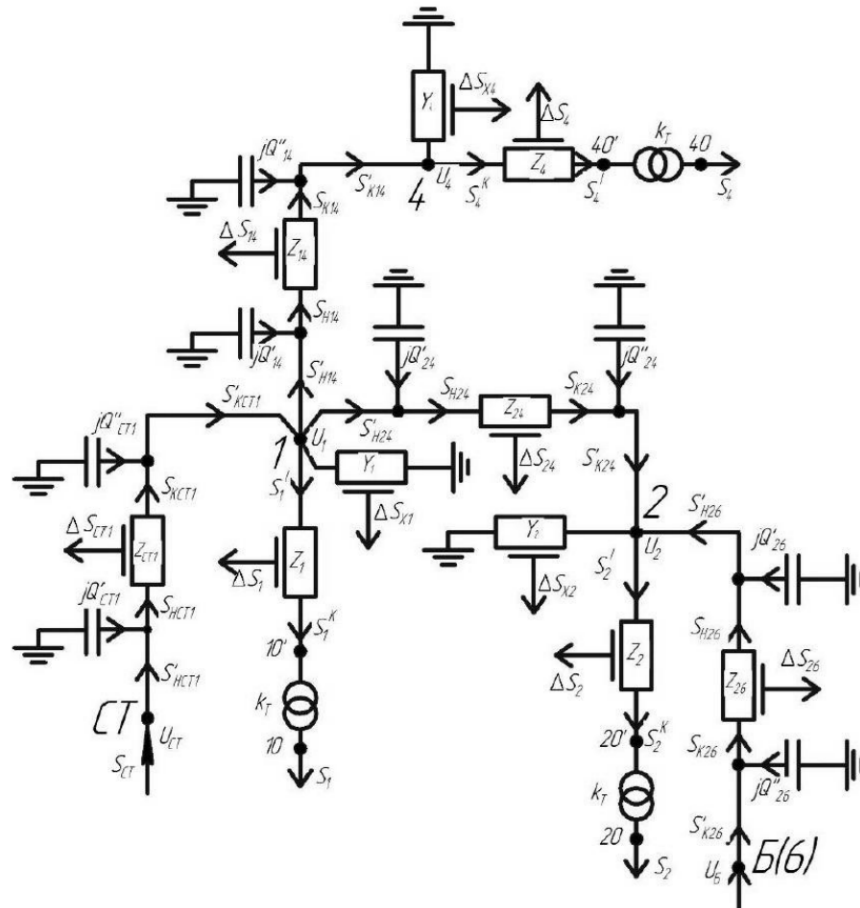


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема заміщення електричної мережі

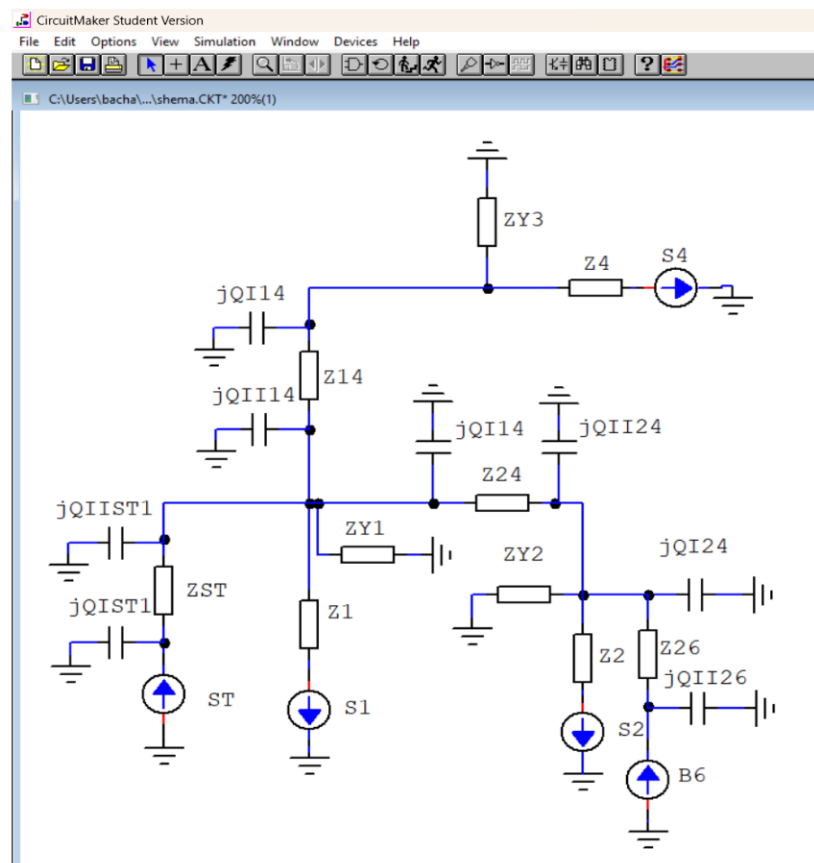


Рисунок 2.3 – Розрахунок електричної мережі у програмі *Circuit Maker*

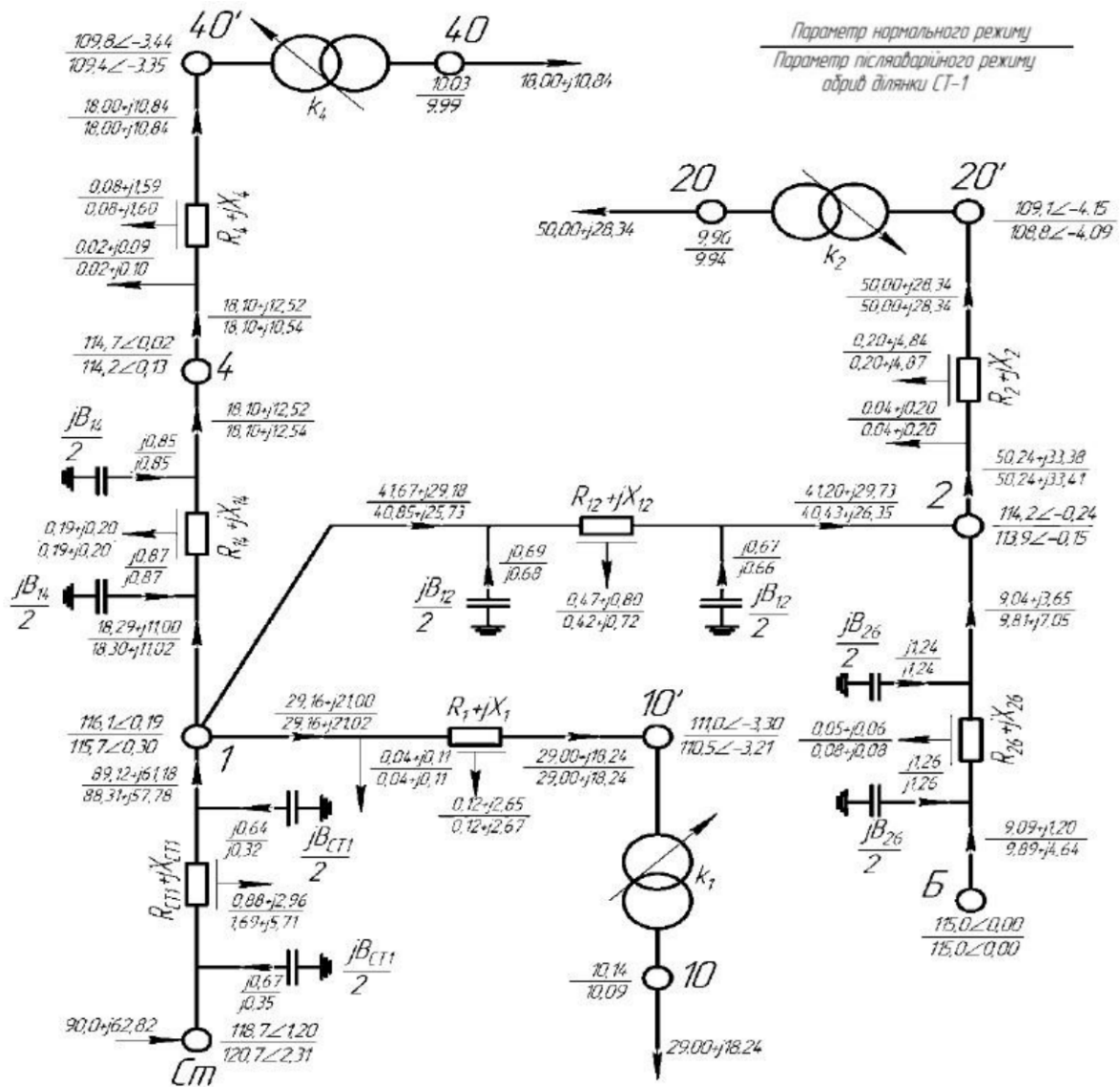


Рисунок 2.4 – Результати обчислень режиму роботи електричної мережі

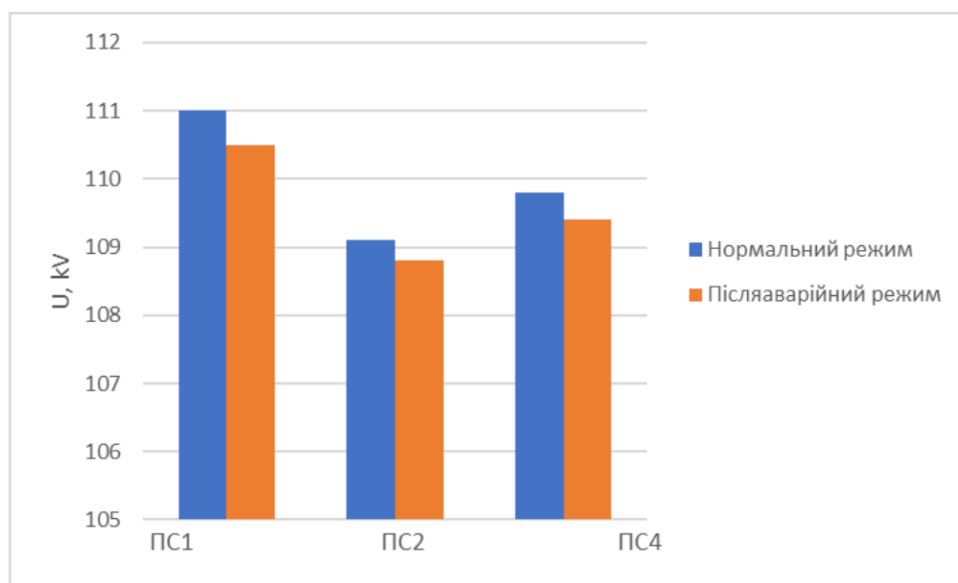


Рисунок 2.5 – Рівні напруг підстанцій у нормальному та післяаварійному режимах

Аналізуючи рисунок 2.5 бачимо, в нормальному режимі роботи мережі напруга ПС1 становить 111 кВ, ПС2 – 109,1 кВ, ПС3 – 109,8 кВ. В післяаварійному режимі, ПС1 – 110,5 кВ, ПС2 – 108,8 кВ і для ПС3 – 109,4. Бачимо, що напруги на жодній із підстанцій не порушують встановлених норма $\pm 5\%$.

2.2 Аналіз струмів коротких замикань

2.2.1 Вибір базових умов. Розрахунок проводимо у приведених (порівняльних) одиницях за базисних умов. За базисну потужність приймаємо $S_{\sigma} = 2500$ МВА. Базисні значення напруг для відповідних ступенів трансформації обираються згідно зі стандартними середніми номіналами. Базовий струм того ступеня, в якому відбулося коротке замикання, визначається за формулою [17]:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}}, \quad I_{\sigma 1} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 12.55 \text{ кА}; \quad (2.1)$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}}, \quad I_{\sigma 1} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,5 \text{ кА}. \quad (2.2)$$

Узагальнені навантаження у схемі заміщення моделюються як джерела малої ЕРС ($E = 0,85$) з великим внутрішнім опором. Через це струм, який може підживлювати місце короткого замикання від таких узагальнених навантажень, є відносно незначним у порівнянні зі струмами від основних джерел живлення. Тому для спрощення розрахунку їхній вплив на підживлення місця КЗ відкидаємо – ці навантаження виключаємо з аналізу.

2.2.2 Схема заміщення та розрахунок її параметрів. Для розрахунку струмів коротких замикань, нами було укладено розрахункову схему заміщення, яка представлена на рисунку 2.6. Визначимо опори всіх елементів схеми заміщення.

Індуктивні опори генераторів G_1, G_2 :

$$x_1 = x'' \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0,2 \cdot \frac{2500}{109,8} = 9,11. \quad (2.3)$$

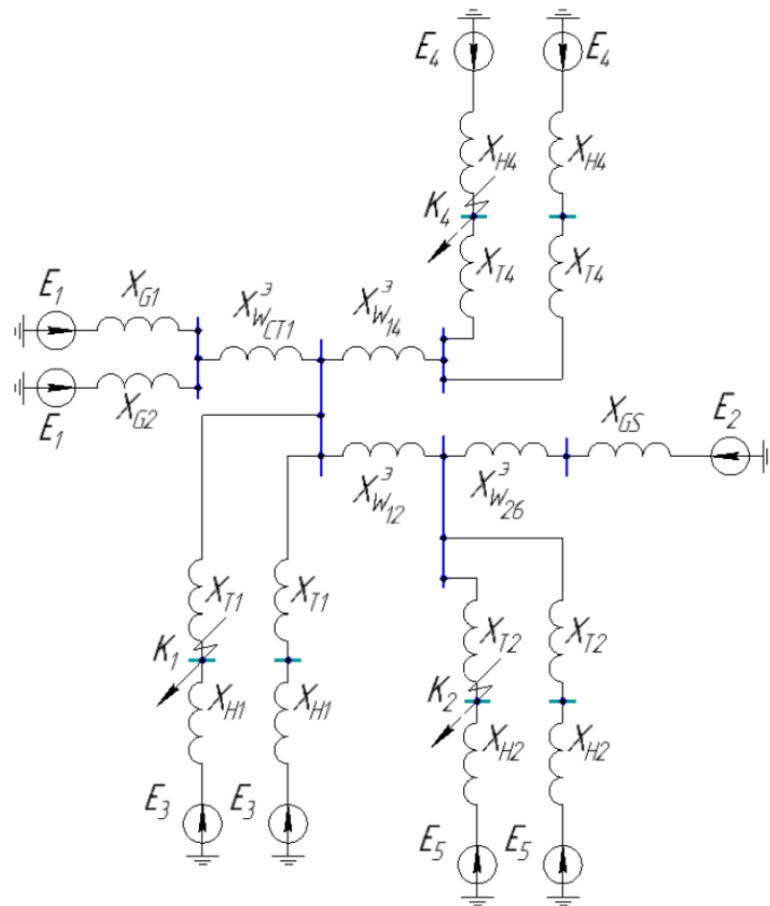


Рисунок 2.6 – Розрахункова схема заміщення для обчислення струмів КЗ

Індуктивні опір системи G_s [18]:

$$x_2 = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{K3}} = \frac{2500}{2500} = 1. \quad (2.4)$$

Індуктивні опори трансформаторів T_1, T_2, T_3 :

$$x_3 = \frac{u_K}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \frac{2500}{25} = 10,5, \quad x_4 = \frac{10,5}{100} \frac{2500}{40} = 6,56, \quad x_5 = \frac{10,5}{100} \frac{2500}{16} = 16,41. \quad (2.5)$$

Індуктивні опори ліній W_1, W_2, W_3, W_4 :

$$x_6 = x_{(1)W1} \cdot l_{W1} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}l}^2} = 0,405 \cdot 17 \cdot \frac{2500}{115^2} = 1,299, \quad x_7 = 0,444 \cdot 25,4 \cdot \frac{2500}{115^2} = 2,137;$$

$$x_8 = 0,427 \cdot 19,2 \cdot \frac{2500}{115^2} = 1,55, \quad x_9 = 0,444 \cdot 37,4 \cdot \frac{2500}{115^2} = 3,139. \quad (2.6)$$

Середні величини надперехідних ЕРС генераторів, систем та навантажень, приведені до відносних одиниць за номінальних умов, приймаємо відповідно до наступних значень [19]: $E_1 = E_2 = 1,13, E_5 = 1,0$.

2.2.3 Розрахунок струмів КЗ в точці К4. Виконаємо перетворення схеми:

$$x_{13} = \frac{x_1}{2} + \frac{x_6}{2} = \frac{9,111}{2} + \frac{1,299}{2} = 5,205 \text{ в.о.};$$

$$x_{14} = \frac{x_8}{2} + \frac{x_9}{2} + x_2 = \frac{1,55}{2} + \frac{3,139}{2} + 1,0 = 3,344 \text{ в.о.};$$

$$x_{15} = \frac{x_{13} \cdot x_{14}}{x_{13} + x_{14}} + \frac{x_7}{2} = \frac{5,205 \cdot 3,344}{5,205 + 3,344} + \frac{2,137}{2} = 3,104 \text{ в.о.}$$

Отримаємо такий сумарний опір:

$$x_{\Sigma} = x_5 + x_{15} = 16,41 + 3,104 = 19,51 \text{ в.о.}$$

Визначимо початкове значення періодичної складової струму КЗ

$$I_{ПО*}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma}} = \frac{1,051}{19,51} = 0,05386 \text{ в.о.} \quad (2.7)$$

Струм в іменних одиницях буде становити:

$$I_{ПО}^{(3)} = I_{ПО*}^{(3)} \cdot I_{бП} = 0,05386 \cdot 137,5 = 7,404 \text{ кА.} \quad (2.8)$$

Ударний струм КЗ обчислюється за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} I_{ПО}^{(3)} k_y, \quad (2.9)$$

де k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (2.10)$$

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}. \quad (2.11)$$

Для обчислення постійної часу необхідно знати активні опори всіх елементів схеми заміщення. За своєю структурою ця схема є аналогічною до схеми, складеної за індуктивними опорами (рис. 2.6). При цьому всі ЕРС джерел вважаються рівними нулю. Значення активних опорів окремих елементів схеми заміщення визначають орієнтовно, використовуючи рекомендовані для елементів ЕЕС співвідношення r / x .

Шляхом поступового спрощення розрахункової схеми, ми обчислили значення сумарного активного опору, яке становить $r_{\Sigma} = 0,9$.

Обчислюємо постійну часу затухання аперіодичної складової аварійного струму:

$$T_a = \frac{19,51}{314,15 \cdot 0,9} = 0,069 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт становить:

$$k_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,069}} = 1,865.$$

Визначимо ударний струм короткого замикання:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 7,404 \cdot 1,865 = 19,53 \text{ кА.}$$

Аналогічні обчислення було здійснено для обчислення струмів КЗ у точці К1 (табл. 2.1). Також, обчислення струмів КЗ було проведено у програмному засобі *Circuit Maker* (рис. 2.7).

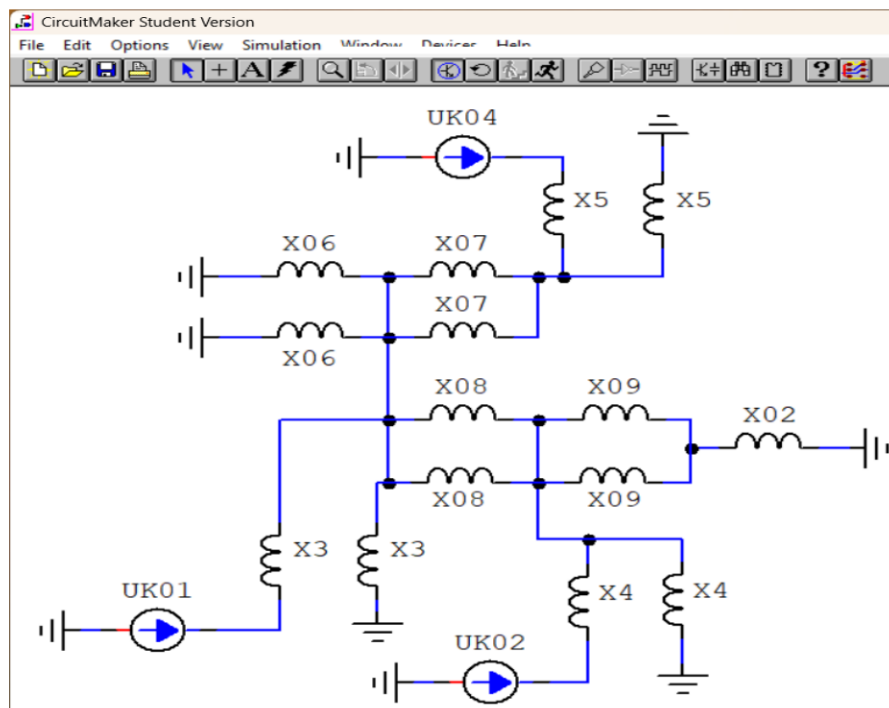


Рисунок 2.7 – Обчислення струмів КЗ у програмі *Circuit Maker*

Таблиця 2.1 – Результати обчислень струмів КЗ

Точка	$I_{ПО*}^{(3)}$, в.о.	$I_{ПО}^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I_{ПО*}^{(3)}$, в.о.(SM)
$K_4^{(3)}$	0,0539	11,52	30,71	0,054
$K_1^{(3)}$	00838	7,40	19,53	0,084

3 РОЗРОБЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ

Цей розділ кваліфікаційної роботи присвячений розробці підстанції 110/10 кВ. Ми прийняли для розробки підстанцію №2.

3.1 Вибір кількості та потужності трансформаторів

Потужність та кількість трансформаторів цієї підстанції було вибрано у першому розділі, зокрема вибрано трансформатор ТДН-40000/110, параметри якого представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри трансформатора ТДН-40000/110

$S_{НОМ}$, МВА	Напруги обмоток, кВ		$u_{КЗ}$, %	Втрати, кВт		$I_{нх}$, %	Межі регу- лювання
	ВН	НН		ΔP_{κ}	$\Delta P_{нх}$		
40	115	10,5	10,5	170	22	0,28	$\pm 9 \times 1,78 \%$

Розрахуємо коефіцієнт завантаження трансформатора у максимальному режимі [20]

$$k_3^{н.м.} = \frac{S_{нав}}{n \cdot S_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{57,47}{2 \cdot 40} \cdot 100\% = 0,718 \%. \quad (3.1)$$

3.2 Розрахунок струмів нормального та максимального режимів

На стороні ВН трансформатора струм обчислюємо за виразами:

$$I_{НОРМ}^{ВН} = (0,65 \div 0,7) \cdot \frac{S'_{ТР.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad I_{МАКС}^{ВН} = (1,3 \div 1,4) \cdot \frac{S'_{ТР.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (3.2)$$

$$I_{НОРМ}^{ВН} = 0,718 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 150,8 \text{ А}, \quad I_{МАКС}^{ВН} = 1,4 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,9 \text{ А}, \quad (3.3)$$

Струми на стороні НН можна обчислити за аналогічними виразами:

$$I_{НОРМ}^{НН} = 0,718 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1580 \text{ А}, \quad I_{МАКС}^{НН} = 1,4 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3079 \text{ А}. \quad (3.3)$$

Обчислюємо струми для n паралельно працюючих ліній за виразом:

$$I_{НОРМВ}^{ВН} = \frac{S_{ПС}}{n_K \cdot \sqrt{3} \cdot U_1}, \quad (3.4)$$

$S_{ПС}$ – потужність, яка передається лінією.

Струми на стороні ВН:

$$I_{НОРМВ}^{ВН} = \frac{57,47}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 150,8 \text{ А}, \quad I_{НОРМВ}^{ВН} = \frac{57,47}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 301,6 \text{ А}.$$

Струм нормального режиму на стороні НН найбільш навантаженого приєднання:

$$I_{НОРМВ}^{НН} = \frac{57,47}{30 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 110,6 \text{ кА}.$$

3.3 Вибір обладнання підстанції

3.3.1 Вибір вимикачів. Згідно з технічними умовами вибору, доцільним є застосування елегазового вимикача колонкового фірми Сіменс типу GL 312 Р. У таблиці 3.2 представлено технічні характеристики вимикача Сіменс GL 312 Р [21].

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики вимикача фірми Сіменс типу GL 312 Р

Параметр	Позначення	Значення
Номінальна напруга	$U_{НОМ}$, кВ	110
Номінальний тривалий струм	$I_{НОМ}$, кА	1
Номінальний струм відмикання	$I_{ВІД.НОМ}$, кА	40
Струм електродинамічної стійкості: - амплітуда; - початкове діюче значення	$i_{АМ}$, кА $I_{ПОЧ}$, кА	120 40
Власний час відмикання	$t_{ВЛАС}$, с	0,038
Повний час відмикання	$t_{ПОВ}$, с	0,05
Струм термічної стійкості, який протікає протягом 3 с	$I_{ТЕРМ}$, кА	40
Нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, який відмикається, %	$\beta_{НОРМ}$, %	45

Обраний вимикач слід перевірити на відповідність необхідним умовам експлуатації. Перевірку виконуємо за значенням струму трифазного короткого замикання, наведеного у вихідних даних до кваліфікаційної роботи. Отримані результати подано в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати перевірки вибору вимикача 110 кВ

Умова	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{МЕР.НОМ}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{РОБ.МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{РОБ.МАКС}} = 293 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1 \text{ кА}$
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{ВД.НОМ}}$	$I_{\text{нт}} = 6,82 \text{ кА}$	$I_{\text{ВД.НОМ}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{АМ}}$	$i_{\text{ат}} = 1,74 \text{ кА}$	$i_{\text{АМ}} = 25,4 \text{ кА}$
$I_{\text{н.0}} \leq I_{\text{УВІМ}}$	$I_{\text{н.0}} = 6,82 \text{ кА}$	$I_{\text{УВІМ}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.наск}}$	$i_{\text{уд}} = 16,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.наск}} = 102 \text{ кА}$

Отже, можна зробити висновок, що вибраний вимикач повністю відповідає необхідним технічним вимогам і може бути використаний для встановлення у заданому електричному контурі.

На напругу 10 кВ зазвичай встановлюють комплектні розподільчі пристрої (КРП), які являють собою металевий несучий каркас із захисним кожухом, у якому змонтовані електричні апарати, струмопровідні елементи первинних кіл, а також прилади контролю, керування та захисту з усіма необхідними з'єднаннями. У комірках ввідних і відхідних ліній на стороні нижчої напруги 10 кВ передбачаємо встановлення шаф КРП серії КЗО [22]. Номінальні струми та стійкість до дії струмів короткого замикання електрообладнання, що входить до складу цих шаф, узгоджені з параметрами встановлюваних у них вимикачів. Отже, умови вибору вимикачів для КРП 10 кВ одночасно визначають і умови вибору самих комірок. Для встановлення у ввідній та відхідних комірках КРП 10 кВ приймаємо вакуумні вимикачі Schneider Electric серії EASYPACSTEXE. Основні технічні параметри вимикачів наведено в таблиці 3.4, а результати їх перевірки – у таблиці 3.5.

Таблиця 3.4 – Технічні характеристики вимикачів EASYPACSTEXE 12/3150/25/150 та 12/630/25/150

Параметр	Позначення	Значення
Номинальна напруга	$U_{НОМ}$, кВ	10
Номинальний тривалий струм	$I_{НОМ}$, кА	3,15
Номинальний струм відмикання	$I_{ВД.НОМ}$, кА	31,5/0,63
Струм увімкнення	$I_{УВІМ}$, кА	31,5/0,63
Струм електродинамічної стійкості: - амплітуда; - початкове діюче значення	$i_{АМ}$, кА $I_{ПОЧ}$, кА	51 20
Власний час відмикання	$t_{ВЛАС}$, с	0,04
Повний час відмикання	$t_{ПОВ}$, с	0,06
Струм термічної стійкості, який протікає протягом 3 с	$I_{ТЕРМ}$, кА	31,5
Нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, який відмикається, %	$\beta_{НОРМ}$, %	40

Результати перевірки вибору вимикачів EASYPACSTEXE 12/3150/25/150 та 12/630/25/150 представлено у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати перевірки вибору вимикачів EASYPACSTEXE 12/3150/25/150 та 12/630/25/150

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{МЕР.НОМ} \leq U_{НОМ}$	$U_{УСТ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
$i_{ат} \leq i_{АМ}$	$i_{АМ} = 20$ кА	$i_{ат} = 10,6$ кА
$I_{н.0} \leq I_{УВІМ}$	$I_{УВІМ} = 31,5$ кА	$I_{н.0} = 7,56$ кА
$i_{уд} \leq i_{пр.наск}$	$i_{пр.наск} = 50$ кА	$i_{уд} = 44$ кА

Бачимо, що вимикачі задовільняють усі умови, відтак підходять за умовами вибору.

3.3.2 Вибір роз'єднувачів. Вибір та перевірку роз'єднувачів виконують відповідно до параметрів, наведених у довідкових джерелах [24]. Для встановлення на відкритих розподільчих пристроях 110 кВ приймаємо триполюсні роз'єднувачі зовнішньої установки типу РДЗ-1-110/1000, горизонтально-поворотного виконання, обладнані заземлювальними ножами. Кожен роз'єднувач укомплектований трьома електроприводами та трьома ручними

приводами. Технічні характеристики вибраного роз'єднувача наведено в таблиці 3.6, а результати його перевірки – у таблиці 3.7.

Таблиця 3.6 – Технічні характеристики роз'єднувача РДЗ-1-110/1000

Параметр	Позначення	Значення
Номинальна напруга	$U_{НОМ}$, кВ	110
Номинальний тривалий струм	$I_{НОМ}$, А	1000
Струм електродинамічної стійкості: - амплітуда; - початкове діюче значення	$i_{АМ}$, кА $I_{ПОЧ}$, кА	80 31,5
Струм термічної стійкості	$I_{ТЕРМ}$, кА	31,5
Час протікання струму термічної стійкості	$t_{ТЕРМ}$, с	3

Таблиця 3.7 – Результати перевірки роз'єднувача РДЗ-1-110/1000

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{МЕР.НОМ} \leq U_{НОМ}$	$U_{УСТ} = 110$ кВ	$U_{НОМ} = 110$ кВ
$I_{РОБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	$I_{НОМ} = 1000$ А	$I_{РОБ.МАКС} = 293,9$ А
$i_{уд} \leq i_{пр.наск}$	$i_{пр.наск} = 80$ кА	$i_{уд} = 16,4$ кА
$I_{n.0} \leq I_{УВІМ}$	$I_{УВІМ} = 31,5$ кА	$I_{n.0} = 6,83$ кА

Отже, вибраний триполюсний роз'єднувач повністю відповідає встановленим технічним вимогам.

Щодо роз'єднувачів 10 кВ, то відповідно до норм проектування, для внутрішнього розподільчого устаткування 10 кВ обираємо роз'єднувачі штепсельного типу, що інтегровані у конструкцію шаф КРП. У таких роз'єднувачах видимий розрив забезпечується конструктивно – за рахунок висувного елемента шафи.

3.3.3 Вибір струмоведучих частин. Ошинування відкритого розподільчого устрою 110 кВ виконується із застосуванням проводів марки АС. Згідно з вимогами Правил улаштування електроустановок, мінімально допустимий переріз проводу за умовами виникнення коронного розряду для напруги 110 кВ має бути не меншим ніж 70 мм².

Для забезпечення надійної роботи системи за допустимим струмовим навантаженням обираємо провід типу АС-95/16. Оскільки міжфазні відстані

на ВРП є меншими, ніж у повітряних лініях електропередач, необхідно виконати перевірку на електродинамічну та термічну стійкість.

Технічні характеристики вибраного проводу наведено у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Вибір і перевірка ошиновки на ВН

Умова вибору	Обчислене значення	Довідникове значення
$I_{\max} \leq I_{\text{ДОП}}$	$I_{\max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{\text{ДОП}} = 330 \text{ А}$
$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$	$1,07 \cdot E = 3,53 \text{ кВ/см}$ $0,9 \cdot E_0 = 24,94 \text{ кВ/см}$	$D_{\text{пр}} = 1,35 \text{ см}$ $r_0 = 0,675 \text{ см}$

Перевірка шин на електродинамічну стійкість до дії струмів короткого замикання виконується у випадку, якщо виконується умова $I_{n.0} \geq 20 \text{ кА}$, в нашому випадку $I_{n.0} \geq 6,826 \text{ кА}$. Вибраний провід підходить по всіх умовах.

Перевірка на термічну дію струму короткого замикання також не проводиться, оскільки шини виконані у вигляді оголених проводів, розташованих на відкритому повітрі. Таким чином, обраний провід повністю відповідає всім вимогам і може бути використаний у схемі.

У розподільчих установках напругою 10 кВ ошиновування та збірні шини, як правило, виготовляються з твердих алюмінієвих шин. Для струмів понад 3000 А застосовуються шини коробчастого перерізу. Вибір перерізу здійснюється за умовою пропускання найбільшого тривало допустимого струму $I_{\max} = 293,9$. Приймаємо алюмінієві шини коробчастого типу, що забезпечують надійність та відповідність усім експлуатаційним нормам.

3.3.4 Вибір трансформаторів струму та напруги. Вибір трансформаторів струму здійснюється відповідно до вимог, представлених у [25].

Для встановлення у контурі високої напруги доцільно застосувати трансформатори струму типу ТОГ-110. Його параметри представлено у таблиці 3.9, а перевірка відповідності умовам – 3.10.

Таблиця 3.9 – Параметри трансформатора струму ТОГ-110

Параметр	Позначення	Значення
Номінальна напруга	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	110

Первинний струм	$I_{1НОМ}$, А	75-150-300
Параметри термічної стійкості: - кратність; - час	t , с	10-40 3
Струм електродинамічної стійкості	$i_{дин} / I_{дин}$, кА	160/63
Струм термічної стійкості	$I_{терм}$, кА	63
Номінальне вторинне навантаження	$\cos \varphi = 0.8$, ВА	20
Номінальний вторинний струм	$I_{2НОМ}$, А	1/5

Таблиця 3.10 – Перевірка умов вибору трансформатора струму ТОГ-110

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{уст} \leq U_{НОМ}$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{НОМ} = 110$ кВ
$I_{МАКС} \leq I_{НОМ}$	$I_{НОМ} = 300$ А	$I_{РОБ.МАКС} = 293,9$ А

Перевірку на динамічну та термічну стійкість не виконують, оскільки обраний трансформатор струму вже пройшов випробування за цими параметрами. Клас точності визначають відповідно до класу точності вимірювальних приладів, які під'єднуються. Вимоги до конструктивного виконання відсутні, тому перевірка за цим критерієм не проводиться. Через відсутність даних про склад контрольно-вимірювальних приладів перевірку за величиною вторинного навантаження також не здійснюють. Отже, вибраний трансформатор струму повністю відповідає заданим умовам.

У вводах силових трансформаторів на боці високої напруги 110 кВ передбачено вбудовані трансформатори струму. Згідно з інформацією, наведеною на офіційному сайті заводу-виробника трансформатора типу ТМН-40000/110/10, у його конструкцію інтегровано трансформатори струму ТВТ110-I-300/5 на стороні ВН та ТВТ10-I-5000/5 на стороні НН [25].

У вибрану комірку КРП серії КЗО встановлюються трансформатори струму ТОЛ-10-0,2. Його параметри представлено у таблиці 3.11, а перевірка відповідності умовам – 3.12.

Таблиця 3.11 – Параметри трансформатора струму ТОЛ-10-0,2

Параметр	Позначення	Значення
Номінальна напруга	$U_{НОМ}$, кВ	10
Первинний струм	$I_{1НОМ}$, А	150
Параметри термічної стійкості:		

- струм; - час	кА $t, \text{с}$	12,5 1
Струм електродинамічної стійкості	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	52
Струм термічної стійкості	$I_{\text{терм}}, \text{кА}$	12,5
Номинальне вторинне навантаження	ВА	15/10
Номинальний вторинний струм	$I_{2\text{НОМ}}, \text{А}$	1/5

Таблиця 3.12 – Перевірка умов вибору трансформатора струму ТОЛ-10-0,2

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{НОМ}} = 150 \text{ А}$	$I_{\text{РОБ.МАКС}} = 110,6 \text{ А}$

Перевірку на динамічну та термічну стійкість не виконують, оскільки обрана комірка КРП вже пройшла відповідні випробування. Клас точності визначають відповідно до класу точності приладів, які підключаються. Оскільки вимоги до конструкції не встановлені, перевірку за цим показником не проводять. Через відсутність даних про склад контрольно-вимірювальних приладів перевірку за величиною вторинного навантаження також не здійснюють. Таким чином, обрані трансформатори струму повністю відповідають усім необхідним умовам.

ТН вибирають за представленими у [15] умовами. Пропонуємо прийняти до встановлення трансформатор напруги ЗНОГ-110. Його параметри представлено у таблиці 3.13, а перевірка відповідності умовам – 3.14.

Таблиця 3.13 – Характеристики трансформатора напруги ЗНОГ-110

Параметр	Позначення	Значення
Номинальна напруга	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$110/\sqrt{3}$
Вторинна напруга основних обмоток	$U_{2\text{НОМ.осн}}, \text{В}$	$100/\sqrt{3}$
Вторинна напруга додатк. обмоток	$U_{2\text{НОМ.дод}}, \text{В}$	100
Клас точності		0,5

Таблиця 3.14 – Перевірка умов вибору трансформатора напруги ЗНОГ-110

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$

Для сторони 10 кВ вибираємо для встановлення трансформатор напруги ЗНОЛЛП-10. Його параметри представлено у таблиці 3.15, а перевірка відповідності умовам – 3.16.

Таблиця 3.15 – Характеристики трансформатора напруги ЗНОЛЛП-10

Параметр	Позначення	Значення
Номінальна напруга	$U_{НОМ}$, кВ	10
Вторинна напруга	$U_{2НОМ}$, В	100
Клас точності		0,5

Таблиця 3.16 – Перевірка умов вибору трансформатора напруги ЗНОЛЛП-10

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{уст} \leq U_{НОМ}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ

Клас точності трансформатора напруги визначають відповідно до класу точності вимірювальних приладів, які підключаються. Оскільки величина вторинного навантаження невідома, перевірку за цим показником не виконуємо. Отже, обраний трансформатор напруги відповідає всім необхідним вимогам.

3.3.5 Вибір трансформатора власних потреб. Зазвичай у системі власних потреб підстанції встановлюють два трансформатори власних потреб. Їх потужність визначається виходячи з навантажень споживачів власних потреб підстанції з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності. При цьому окремо враховуються режими літнього й зимового навантаження, а також додаткові витрати потужності, що виникають під час проведення ремонтних робіт.

Таблиця 3.17 – Перелік споживачів власних потреб

Споживачі власних потреб	Потужність на одиницю, кВт
Пристрій охолодження трансформатора ТДН-40000/110	7,0
Обігрів вимикачів 110 кВ	3,2
Потужність двигуна зведення вмикаючих пружин	2,2
Обігрів релейного шкафа	1,0
Опалення, освітлення та вентиляція КРУ-10 кВ	10
Освітлення РЗА	4,5
Освітлення коридорів у майстернях	2

Освітлення ВРП 110 кВ	5
Автомат загальних потреб	10,7
РПН	3,0
Всього:	49,5

Потужність споживачів власних потреб є порівняно невеликою, тому їх підключають до мережі напругою 380/220 В, яка живиться від понижувальних трансформаторів. Склад споживачів власних потреб визначається типом підстанції, номінальною потужністю встановлених трансформаторів та видом електрообладнання. Детальний перелік споживачів власних потреб подано в таблиці 3.17.

Розрахункове навантаження визначається згідно з методикою [26]:

$$S_p = k_c \sqrt{P_{cn}^2 + Q_{cn}^2}, \quad (3.5)$$

де $P_{cn} = 49,5$ кВт – розрахункове активне навантаження власних потреб ($\cos \varphi = 0.85$).

$$Q_{cn} = P_{cn} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad Q_{cn} = 49.5 \cdot 0.62 = 30.7 \text{ кВАр}. \quad (3.6)$$

$$S_p = 0,8 \sqrt{49,5^2 + 30,7^2} = 46,6 \text{ кВА}.$$

На підстанціях класу напруги 110 кВ номінальна потужність одного трансформатора власних потреб не повинна перевищувати 630 кВА.

Відповідно, розрахункова потужність ТВП визначається за виразом:

$$S_T = \frac{46,6}{1,4} = 33,3 \text{ кВА}.$$

Найбільш близьким за номінальною потужністю до розрахункового значення є трансформатор типу ТЛС-40/10 [24]. Таблиця 3.18 подає основні технічні характеристики трансформатора ТЛС-40/10.

Таблиця 3.18 – Параметри трансформатора ТЛС-40/10

$S_{ном}$, кВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	u_k , %	$\Delta P_{нх}$, кВт	ΔP_k , кВт	$I_{нх}$, %
100	10.5	0.4	4.5	0,25	0,94	2,0

3.3.6 Вибір обмежувачів перенапруг. Відповідно до вимог нормативної документації для встановлення на ВРП 110 кВ обрано нелінійний обмежувач перенапруг типу ОПН-П1-110/73/10/2. Технічні параметри вибраного ОПН представлено у таблиці 3.19.

Таблиця 3.19 – Характеристики обмежувачів перенапруг 110 кВ

Назва параметра	ОПН-П1-110/73/10/2
Клас напруги, кВ	110
Найбільш довготривала допустима напруга, кВ	77
Максимальна амплітуда імпульсу струму 4/10 мкс, кА	100
Номінальний розрядний струм 8/20 мкс, кА	10
Пропускна властивість для прямокутних імпульсів струму 2000 мкс	550

За місцем монтажу та умовами експлуатації для захисту ізоляції обмоток високої напруги силового трансформатора 110 кВ обмежувач перенапруги встановлюється у колі трансформатора з боку ВН. Аналогічно, для забезпечення надійного захисту ізоляції трансформаторів напруги 110 кВ та обладнання секції шин 110 кВ передбачено встановлення обмежувачів перенапруг у колі ТН. Отже, обрані нелінійні обмежувачі перенапруг типу ОПН-П1-110/73/10/2 повністю відповідають технічним вимогам і умовам застосування.

Згідно з технічними вимогами, для встановлення у закритому розподільчому пристрої 10 кВ обрано нелінійний обмежувач перенапруг типу ОПН-РТ/TEL-10/11,5. Основні технічні характеристики цього обмежувача наведено у таблиці 3.20, де подано його номінальні параметри, електричну міцність та експлуатаційні показники, які підтверджують відповідність вимогам надійності та безпеки роботи обладнання.

Таблиця 3.20 – Характеристики обмежувачів перенапруг нелінійних 10 кВ

Назва параметра	ОПН-РТ/TEL-10/11,5
Клас напруги, кВ	10
Найбільш довготривала допустима напруга, кВ	12
Максимальна амплітуда імпульсу струму 4/10 мкс, кА	100
Номінальний розрядний струм 8/20 мкс, кА	10
Пропускна властивість для прямокутних імпульсів струму 2000 мкс	760

Для захисту ізоляції обмоток нижчої напруги силового трансформатора 10 кВ встановлюємо обмежувач перенапруг у контур трансформатора зі сторони НН, безпосередньо у ввідній комірці шафи КРП 10 кВ. Зазначений обмежувач також забезпечує захист ізоляції всього електрообладнання цієї комірки.

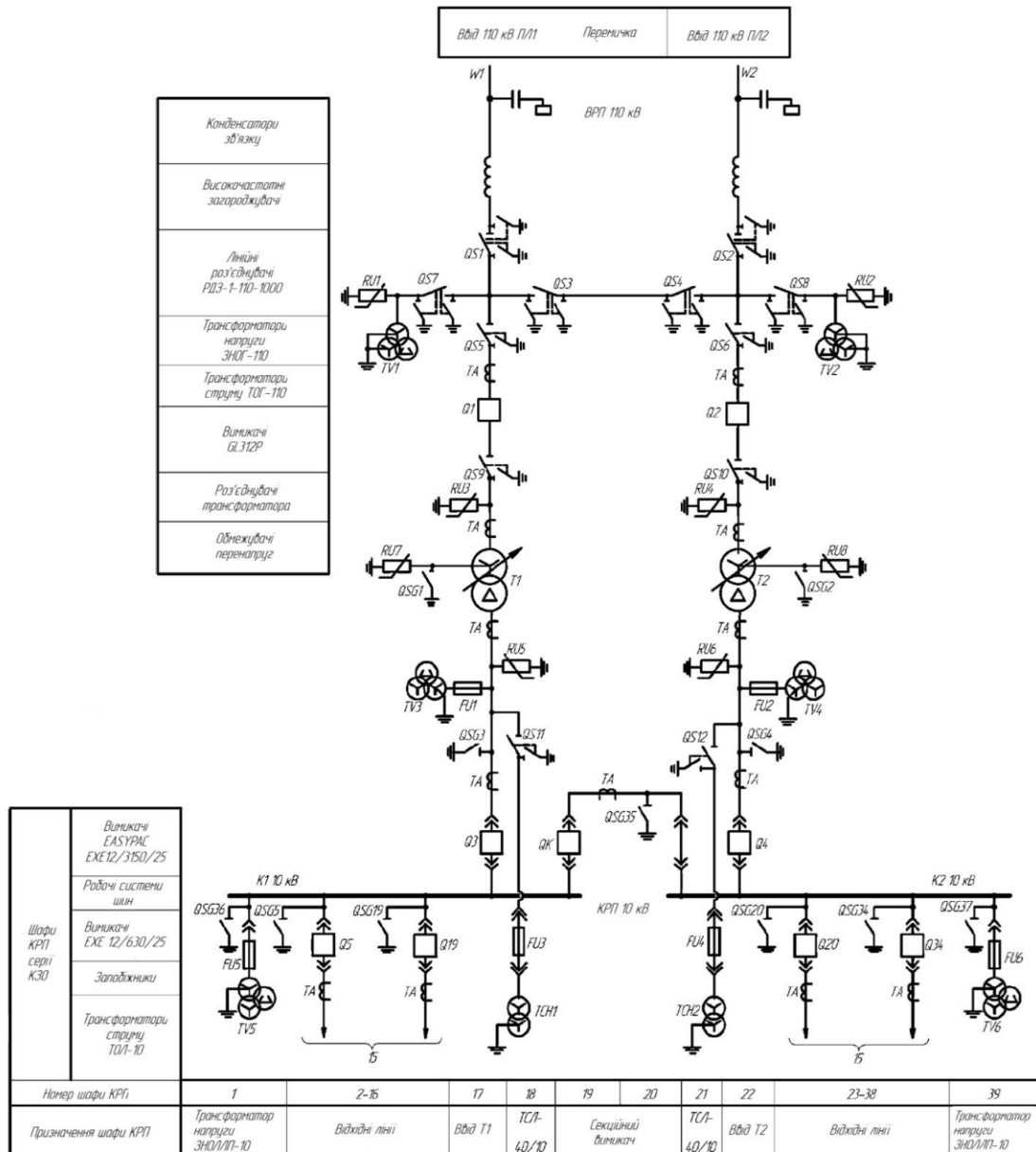


Рисунок 3.1 – Схема розподільчих пристроїв підстанції

Додатково, для підвищення надійності роботи розподільчого пристрою, в основному колі кожної шафи КРП 10 кВ встановлюються ОПН, які призначені для обмеження грозових та комутаційних перенапруг. Таким чином, обрані нелінійні обмежувачі перенапруг ОПН-РТ/TEL-10/11,5 повністю відповідають технічним вимогам та забезпечують належний рівень захисту ізоляції обладнання.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Загальні вимоги з охорони праці під час експлуатації електроустановок

Експлуатація електроустановок пов'язана з дією небезпечних та шкідливих виробничих факторів, серед яких основними є ураження електричним струмом, вплив електричної дуги, термічне випромінювання, електромагнітні поля та вибухо- або пожежонебезпечні ситуації. Забезпечення безпечних умов праці під час експлуатації підстанцій, ліній електропередач і розподільчих пристроїв регламентується вимогами Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [12], НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів» [27], а також ДСН 3.3.6.037-99 [28] та відповідними державними стандартами системи охорони праці.

Класифікація приміщень за ступенем небезпеки ураження електричним струмом. Відповідно до вимог ПУЕ, усі виробничі приміщення поділяють на три категорії за ступенем небезпеки ураження електричним струмом:

1. Приміщення без підвищеної небезпеки – це приміщення, в яких відсутні умови, які створюють підвищену небезпеку ураження людини струмом (нормальна вологість, температура до 30 °С, відсутність пилу та струмопровідних підлог). *Приклад:* диспетчерські, лабораторії, приміщення вторинних кіл автоматики.

2. Приміщення з підвищеною небезпекою – характеризуються наявністю хоча б одного з таких факторів: підвищена вологість (відносна понад 75 %), висока температура, струмопровідний пил, струмопровідні підлоги, або можливість одночасного дотику людини до металевих неструмоведучих частин, що можуть опинитися під напругою, і до заземлених конструкцій. *Приклад:* коміркові зали КРП 10 кВ, машинні відділення компресорів, приміщення трансформаторів власних потреб.

3. Особливо небезпечні приміщення – це приміщення з особливо несприятливими умовами, де постійно присутня волога (конденсація, протікан-

ня води), агресивні пари або хімічно активні речовини, а також металічні замкнуті простори з обмеженим пересуванням персоналу (резервуари, канали, колодязі тощо). *Приклад*: кабельні канали, колектори, зливні колодязі трансформаторного масла.

Залежно від класу приміщення визначаються вимоги до конструктивного виконання електрообладнання, рівнів ізоляції, способів заземлення, а також типів засобів електрозахисту, що застосовуються персоналом.

Категорії працівників за групами допуску. До обслуговування електроустановок допускаються лише особи, які пройшли навчання, перевірку знань з питань охорони праці та мають відповідну групу з електробезпеки. Класифікація груп встановлюється згідно з НПАОП 40.1-1.21-98:

- I група – присвоюється особам, які не належать до електротехнічного персоналу, але можуть перебувати поблизу діючих електроустановок. Працівники мають знати основні правила безпечного поводження з електроенергією;
- II група – допускається до робіт у електроустановках напругою до 1000 В під наглядом осіб із вищою групою;
- III група – надає право самостійно обслуговувати електроустановки до 1000 В і виконувати оперативні перемикання;
- IV група – необхідна для роботи з установками понад 1000 В, а також для проведення оперативних перемикань і видачі нарядів-допусків;
- V група – надає право керівництва всіма видами робіт в електроустановках будь-якої напруги та контролю за персоналом.

Перевірка знань із електробезпеки проводиться не рідше одного разу на 12 місяців, а при переведенні на іншу посаду або після перерви в роботі понад 6 місяців – позачергово. Усі результати перевірки заносяться до журналу встановленого зразка.

Вимоги ПУЕ та НПАОП до робіт під напругою. Роботи під напругою дозволяється виконувати лише у виняткових випадках, коли відключення установок призведе до порушення технологічного процесу або може спричинити значні збитки. Основні вимоги ПУЕ та НПАОП передбачають:

- роботи виконуються за нарядом-допуском, у присутності відповідального керівника та спостерігача;
- застосовуються спеціальні ізолювальні інструменти (діелектричні кліщі, штанги, рукавички, килимки);
- персонал повинен мати не нижче IV групи з електробезпеки;
- обов'язкове використання захисних бар'єрів і огорожень, що унеможливають випадковий дотик до струмоведучих частин;
- проведення постійного контролю потенціалу заземлених частин та дотримання безпечних відстаней відповідно до таблиць ПУЕ;
- у разі несприятливих погодних умов (дощ, туман, гроза) виконання робіт під напругою категорично забороняється.

Всі працівники, допущені до робіт у діючих електроустановках, повинні бути забезпечені засобами індивідуального захисту та пройти інструктаж із безпечних методів виконання робіт [29].

4.2 Блискавкозахист підстанції

Для захисту станції від прямих ударів блискавки використовуються штирьові блискавковідводи. Кожен із них формує навколо себе певну захисну зону, у межах якої імовірність потрапляння блискавки є практично нульовою. Водночас теоретично залишається близько 1 % ймовірності ураження об'єкта.

Необхідний рівень надійності захисту приймаємо 0,999, враховуючи можливі наслідки у разі удару блискавки у струмопровідні частини обладнання, оскільки потенційні збитки значно перевищують витрати на спорудження більш надійної системи блискавкозахисту. Площа підстанції становить $50,7 \times 44,5$ м.

На рисунку 4.1 наведено схему розташування зон захисту штирьових блискавковідводів. Блискавковідводи вважаються подвійними, якщо для них виконується така умова:

$$L \leq L_{\max}, \quad (4.1)$$

де L – це максимальна відстань між блискавковідводами; $L_{\max}$ – гранична відстань між двома блискавковідводами.

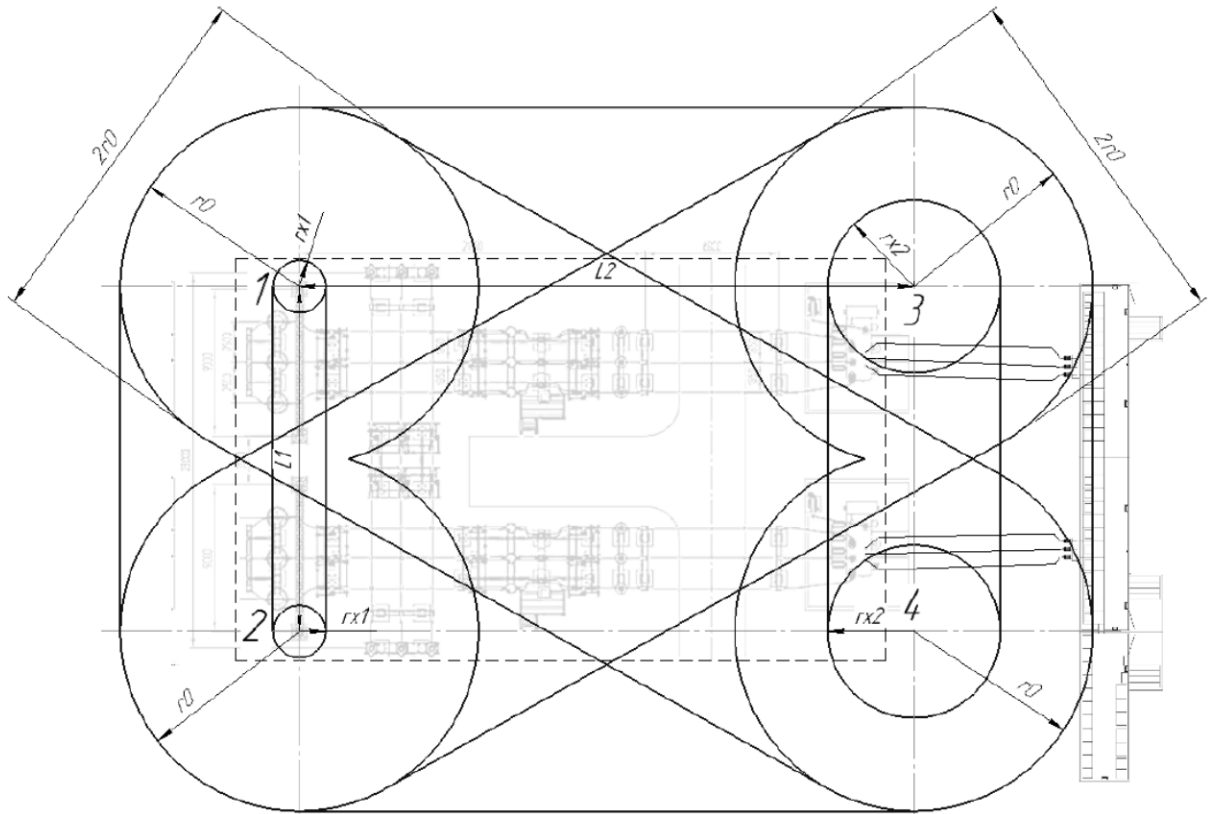


Рисунок 4.1 – Зони захисту стрижневих блискавковідводів

Здійснимо розрахунок для запропонованих блискавковідводів.

Габарити зони захисту визначаються двома параметрами: висотою конуса h_0 і радіусом конуса на рівні землі r_0 і знаходяться за емпіричними формулами:

$$h_0 = 0.7h, \quad h_0 = 0.7 \cdot 18.4 = 12.9 \text{ м.} \quad (4.2)$$

$$r_0 = 0.6 \cdot h, \quad r_0 = 0.6 \cdot 18.4 = 11 \text{ м.} \quad (4.3)$$

Визначаємо радіус зони захисту на висоті об'єкта:

$$r_{x1} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_{x1})}{h_0} = \frac{11 \cdot (12.9 - 11)}{12.9} = 1.6 \text{ м;} \quad (4.4)$$

$$r_{x2} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_{x2})}{h_0} = \frac{11 \cdot (12.9 - 6.7)}{12.9} = 5.3 \text{ м,} \quad (4.4)$$

де r_{x1}, h_{x1} – радіус зони захисту та висота portalу, для якої цей радіус визначається відповідно; r_{x2}, h_{x2} – радіус зони захисту та висота струмовідних частин, на яку цей радіус розраховано відповідно.

4.3 Пожежна безпека підстанції

Пожежна безпека є одним із ключових напрямів системи охорони праці на електричних підстанціях, оскільки значна частина обладнання містить горючі матеріали, зокрема трансформаторну оливу, ізоляційні матеріали та кабелі з полімерними оболонками. За статистикою, близько 40 % аварій на енергетичних об'єктах супроводжується займанням або вибухом, тому своєчасне виявлення та гасіння пожеж має вирішальне значення для збереження працездатності обладнання та безпеки персоналу [30].

Відповідно до вимог ПУЕ, НАПБ А.01.001-2014 «Правила пожежної безпеки в Україні» та ДБН В.1.1-7:2016 «Пожежна безпека об'єктів», територія підстанції поділяється на зони залежно від ступеня вибухо- та пожежної небезпеки.

1. Зона класу П-Ia – приміщення, у яких знаходяться електричні машини, апарати та трансформатори, що містять горючі рідини з температурою спалаху понад 61 °C (трансформаторна олива, мастила).

2. Зона класу П-II – простори, де можливе накопичення горючого пилу, що може утворювати вибухонебезпечну суміш із повітрям.

3. Зона класу В-Iг – зовнішні установки з наявністю горючих рідин, у яких за нормальних умов експлуатації можуть виникати розливи або випаровування.

До особливо небезпечних належать маслonaповнені трансформатори, маслопроводи, резервуари для зберігання оливи та зливні колодязі. Їх розміщують на відкритих майданчиках з урахуванням санітарних і протипожежних відстаней – не менше 10 м до будівель та не менше 6 м між окремими трансформаторами, що передбачено ДБН В.2.5-23:2010.

На підстанціях напругою 110/10 кВ необхідно передбачити:

- не менше двох порошкових вогнегасників типу ВП-9(з) на кожен трансформатор потужністю до 40 МВА;
- пожежний щит з набором засобів гасіння (лопати, багри, ящики з піском, азбестові покривала);
- стаціонарну систему пожежної сигналізації з датчиками диму, полум'я та підвищення температури у приміщеннях КРУ, КТП, щитових;
- зовнішній гідрант або пожежний резервуар ємністю не менше 50 м³ для забезпечення водою систем стаціонарного пожежогасіння.

Усі вогнегасники та пожежні засоби повинні розташовуватися у легкодоступних місцях, мати чітке маркування, а їх стан перевіряється не рідше одного разу на шість місяців.

Пожежі, пов'язані з займанням трансформаторної оливи, мають особливий характер, оскільки температура горіння оливи перевищує 700 °С, а горіння може супроводжуватися вибухом газів. У таких випадках:

- заборонено застосовувати струмінь води, оскільки це може призвести до розбризкування палаючої рідини;
- для локалізації пожежі використовують повітряно-механічну піну середньої або високої кратності, піщані бар'єри або азбестові покривала;
- при витіканні оливи необхідно перекрити зливні засувки, відключити трансформатор та відвести персонал на безпечну відстань;
- після ліквідації пожежі перевіряється стан маслоприймальних колодязів, фільтрів та ізоляційних вводів.

Автоматичні системи пожежогасіння та аварійного зливу масла. На сучасних підстанціях застосовуються автоматизовані системи пожежного захисту, які забезпечують раннє виявлення та гасіння осередків займання. До складу системи входять:

- датчики температури та полум'я, під'єднані до централі пожежної сигналізації;

- електромагнітні клапани аварійного зливу оливи у резервуар або дренажний колодязь;

- установки пінного гасіння, що активуються автоматично або вручну;
- система дренажу та пожежного водопроводу із дистанційним пуском.

Пускові пристрої автоматичного пожежогасіння повинні забезпечувати автоматичне відключення трансформатора та блокування повторного включення, а також подавання сигналу тривоги на пульт чергового персоналу.

4.4 Розробка заходів із питань безпеки в надзвичайних ситуаціях

Безпека персоналу та збереження обладнання під час виникнення надзвичайних ситуацій (НС) є важливою складовою комплексної системи охорони праці на електричних підстанціях. Надзвичайними ситуаціями вважаються події техногенного, природного або соціального характеру, які можуть призвести до аварій, виходу з ладу обладнання, ураження людей чи порушення стабільної роботи енергосистеми.

До потенційно небезпечних факторів на підстанціях 110/10 кВ належать:

- вибух або загорання трансформаторного масла;
- руйнування ізоляції та виникнення електричної дуги;
- пошкодження силових апаратів унаслідок короткого замикання;
- обрив проводів повітряних ліній під час грози чи сильного вітру;
- витік оливи або розлив нафтопродуктів у ґрунт;
- ураження персоналу електричним струмом чи термічними факторами.

Дії персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації. У випадку аварії або НС черговий персонал повинен діяти відповідно до інструкції ПЛАС:

1. негайно знеструмити ушкоджену ділянку за допомогою вимикачів або роз'єднувачів.
2. Повідомити диспетчера енергосистеми та службу пожежної безпеки.
3. За необхідності організувати евакуацію персоналу із небезпечної зони.

4. Використати засоби первинного пожежогасіння (вогнегасники, пісок, піну) до прибуття спеціалізованих служб.

5. Забезпечити охолодження трансформаторів, якщо є ризик перегріву або займання.

6. У разі витоку трансформаторної оливи – локалізувати розлив, не допускаючи потрапляння у водозбірні споруди чи ґрунт.

Взаємодія з аварійними службами. На підстанції повинні бути вивішені схеми евакуації, контактні номери пожежної, медичної, аварійної та енергетичної служб. Керівник зміни несе персональну відповідальність за своєчасне інформування відповідних структур та координацію спільних дій під час ліквідації наслідків аварії.

Технічні заходи спрямовані на мінімізацію наслідків аварій та забезпечення надійності обладнання. Основними є:

- застосування систем протипожежного та газового захисту трансформаторів (газові реле, сигналізація витоку масла, автоматичні пристрої відключення);
- облаштування маслоприймальних резервуарів і дренажних каналів для запобігання поширенню розливої оливи;
- встановлення заземлювальних контурів і блискавкозахисту, які знижують ризик ураження струмом під час грози;
- оснащення підстанцій аварійним освітленням і незалежним джерелом живлення для забезпечення роботи систем захисту в разі знеструмлення;
- постійний моніторинг температури, струмів і напруг у силових колах для раннього виявлення аварійних режимів.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ

5.1 Розрахунок втрат потужності та енергії

За відсутності графіків навантаження скористаємося методом часу максимальних втрат τ , який дає змогу визначити навантажувальні втрати в елементах мережі за попередньо знайденим поточкорозподілом при максимальних навантаженнях і часу максимальних втрат τ .

Потрібно розрахувати втрати ЕЕ у лініях та трансформаторах

Значення τ обчислюємо за емпіричною формулою [31]:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_M}{10^4})^2 \cdot 8760, \quad \tau = (0,124 + \frac{5000}{10^4})^2 \cdot 8760 = 3411 \text{ год/рік.} \quad (5.1)$$

де T_M – час використання максимуму навантаження.

Визначаємо сумарні річні втрати електроенергії ΔA_{ij} на ПЛ ділянок мережі:

$$\Delta A_{ij} = \Delta P_{ij} \cdot \tau, \quad (5.2)$$

де ΔP_{ij} – сумарні активні втрати потужності у лініях.

Втрати активної потужності на ділянці мережі обчислюємо за формулою:

$$\Delta P_{ij} = \frac{S_{ij}^2}{U_H^2} R_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_H^2} R_{ij}, \quad (5.3)$$

де R_{ij} – активний опір ділянки.

Визначаємо втрати активної потужності на ділянці СТ-1 за формулою:

$$\Delta P_{ij} = \frac{110,1^2}{118,7^2} 1,018 = 0,875 \text{ МВт.}$$

Визначимо сумарні річні втрати енергії на ПЛ ділянки мережі

$$\Delta A_{CT1} = 0,875 \cdot 3411 = 2,98 \cdot 10^3 \text{ МВт год.}$$

Визначимо сумарні річні втрати енергії, навантажувальні та неробочого ходу у трансформаторах підстанції:

$$\Delta A_{Ti} = \Delta A'_{Ti} + \Delta A''_{Ti}, \quad \Delta A'_{Ti} = n_T \Delta P_x 8760, \quad \Delta A''_{Ti} = \frac{\Delta P_\kappa}{n_T} \left(\frac{S_i}{S_{HT}} \right)^2 \tau. \quad (5.4)$$

$$\Delta A'_{T1} = 2 \cdot 0,0190 \cdot 8760 = 333 \text{ МВт год}, \quad \Delta A''_{T1} = \frac{0,120 \cdot (29,0^2 + 18,2^2) \cdot 3411}{2 \cdot 25,0^2} = 384 \text{ МВт год}.$$

Розрахунок втрат енергії для решти трансформаторів підстанцій здійснюється аналогічно. Зведемо всі розрахунки втрат у лініях до таблиці 5.1, а розрахунки втрат у трансформаторах – до таблиці 5.2.

Таблиця 5.1 – Сумарні річні втрати енергії у лініях мережі

Втрати\ПЛ	СТ-1	1-4	1-2	2-6	СУМА
ΔP_{ji} , МВт	0,875	0,187	0,466	0,0530	1,581
ΔA_{ji} , МВт·год	2984	639	1590	180	5393

Таблиця 5.2 – Сумарні річні втрати енергії у трансформаторах мережі

Вид втрат\ПС	ПС1	ПС2	ПС4	СУМА
$\Delta A'_{T1}$, МВт	333	385	210	928
$\Delta A''_{T1}$, МВт·год	384	598	245	1227

Обчислимо сумарні активні втрати потужності за рік у ЛЕП:

$$\Delta P_L = \Delta P_{CT1} + \Delta P_{14} + \Delta P_{26} = 0,875 + 0,187 + 0,466 + 0,0530 = 1,581 \text{ МВт}. \quad (5.5)$$

Обчислимо сумарні активні втрати енергії за рік у ЛЕП:

$$\Delta A_L = \Delta A_{CT1} + \Delta A_{14} + \Delta A_{12} + \Delta A_{26} = 2984 + 639 + 1590 + 180 = 5393 \text{ МВт год}.$$

Активні сумарні втрати енергії на неробочий хід у трансформаторах:

$$\Delta A'_T = \Delta A'_{T1} + \Delta A'_{T2} + \Delta A'_{T4} = 333 + 385 + 210 = 928 \text{ МВт год}. \quad (5.6)$$

Активні сумарні навантажувальні втрати в трансформаторах:

$$\Delta A''_T = \Delta A''_{T1} + \Delta A''_{T2} + \Delta A''_{T4} = 384 + 598 + 245 = 1227 \text{ МВт год}. \quad (5.7)$$

Сумарні втрати в трансформаторах мережі становлять:

$$\Delta A_T = 928 + 1227 = 2155 \text{ МВт год}.$$

Сумарні втрати енергії в мережі складаються з втрат у трансформаторах та лініях:

$$\Delta A_{EC} = \Delta A_T + \Delta A_L = 2155 + 5393 = 7548 \text{ МВт год}.$$

За виявленими втратами електроенергії знайдемо витрати, що йдуть на покриття втрат електроенергії I_A^Σ при однаковій ставці на оплату втрат неробочого ходу і навантажувальних втрат:

$$I_A^{\Sigma} = (\beta_1 + \beta_2) \frac{\Delta A_{EC}}{2} = (306,31 + 335,41) \cdot \frac{7548}{2} \cdot 10^{-3} = 2422 \text{ тис. грн.}$$

де β_1, β_2 – вартості 1 кВт·год втрат.

5.2 Розрахунок величини капіталовкладень та витрат

Результати обчислень капіталовкладень у будівництво ліній електропередач та трансформаторів представлено у таблицях 5.3 та 5.4.

Таблиця 5.3 – Розрахунок витрат на будівництво ПЛ 110 кВ

№ п/п	Складові витрат	Розрахунок витрат	Величина витрат, млн. грн
1.	Вартість ПЛ 110 кВ за базовими показниками	0,62 х (17,0+25,4+19,2+37,4)	61,4
2.	Вирубка просіки	0,088 х (17,0+25,4+19,2+37,4)	8,71
3.	Облаштування лежачих доріг	0,148 х (17,0+25,4+19,2+37,4)	14,65
4.	Разом		84,76
5.	Вартість будівництва ПЛ (з урахуванням витрат, пов'язаних з будівництвом 20,61%)	84,76х1,2061	102,24
6.	Разом з урахуванням ускладнюючих умов будівництва ПЛ	102,24х1,06	108,36
7.	Разом з урахуванням територіального коефіцієнта	108,36х1,5	162,56
8.	Разом з урахуванням зміни цін	162,56х4,28	695,6
9.	Разом з урахуванням вартості землі під постійне її відведення для опор ПЛ	695,6+0,006 х (17,0+25,4+19,2+37,4)	696

Таблиця 5.4 – Розрахунок витрат на будівництво ПС 110/10 кВ

№ п/п	Складові витрат	Розрахунок витрат,	Величина витрат, млн. грн
1.	Базовий показник вартості ПС 110/10 кВ: 2 х 40 МВА, 2 х 16 МВА, 2 х 25 МВА	(64,860-6,580)+(64,860-2 х 8,084+2 х 5,546-6,580)+ +(64,860-2 х 8,084+ +2 х 6,674+6 х 6,580)	85,2

2.	Вартість додаткової комірки	0,263	0,263
3.	Разом:		85,4
4.	Вартість будівництва ПС (з урахуванням витрат, пов'язаних з будівництвом 22,0%)	85,4x1,22	104,28
5.	Разом з урахуванням територіального коефіцієнта	104,28x1,5	156,4
6.	Разом з урахуванням зміни цін	156,4x4,28	669,6
7.	Вартість землі під постійне її відведення для опор ПЛ	669,6+150x(10+10+12)x10 ⁻³	671,2

В результаті отримуємо: $K_{\Sigma}^{\Sigma} = 696$ млн. грн, $K_{\Pi}^{\Sigma} = 671,2$ млн. грн.

Визначимо щорічні відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній I_{Σ}^{Σ} та підстанції I_{Π}^{Σ} [32]:

$$I_{\Sigma}^{\Sigma} = \frac{\alpha_{apo}^{\Sigma}}{100\%} K_{\Sigma}^{\Sigma} = \frac{2,8\%}{100\%} 696 = 19,48 \text{ млн. грн.}; \quad (5.8)$$

$$I_{\Pi}^{\Sigma} = \frac{\alpha_{apo}^{\Sigma}}{100\%} K_{\Pi}^{\Sigma} = \frac{9,4\%}{100\%} 671,2 = 63,32 \text{ млн. грн.}; \quad (5.9)$$

$$I^{\Sigma} = I_{\Sigma}^{\Sigma} + I_{\Pi}^{\Sigma} + I_A^{\Sigma} = 19,48 + 63,32 + 2,4 = 85,2 \text{ млн. грн.} \quad (5.10)$$

5.3 Визначення питомих капіталовкладень

Визначимо сумарну активну передавану потужність:

$$P_{\Sigma}^{\Sigma} = P_{HCT1} + P_{H14} + P_{H12} + P_{HB2} = 90 + 18,3 + 41,7 + 9,03 = 159,09 \text{ МВт}, \quad (5.11)$$

де P_{HCT1} , P_{H14} , P_{H12} , P_{HB2} – активні потужності кожної лінії від джерела до навантаження.

Визначимо сумарну корисно передану активну потужність:

$$P^{\Sigma} = P_{n/cm1}^{розр} + P_{n/cm2}^{розр} + P_{n/cm4}^{розр} = 29 + 50 + 18 = 97 \text{ МВт}. \quad (5.12)$$

Питомі капіталовкладення в електропередачу, приведені до 1 кВт розрахункової передаваної потужності навантаження лінії становить [32]:

$$K_{y\partial ij} = \frac{K_{ij}}{P_{ij}} \approx \frac{l_{ij}}{P_{ij}}, \quad (5.13)$$

де P_{ij} – потужність, яка передається ділянкою мережі; K_{ij} – капіталовкладення у ділянку мережі.

Таблиця 5.5 – Питомі капіталовкладення у лінії ділянок мережі

Ділянка мережі	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	$K_{y\partial ij}^{\text{Л}}$
СТ-1	89,12	17,0	0,191
1-4	18,10	25,4	1,40
1-2	41,20	19,2	0,466
Б-2	9,03	37,4	4,14

Питомі капіталовкладення в електропередачу, приведені до 1 кВт потужності навантаження до 1 км довжини лінії:

$$K_{y\partial}^1 = \frac{K_{\text{Л}}^{\Sigma} \cdot 10^3}{P_{\text{Л}}^{\Sigma} \cdot L_{\Sigma}} = \frac{697,6 \cdot 10^6}{159 \cdot 158,4 \cdot 10^3} = 27,76 \text{ грн/кВт км}, \quad (5.14)$$

де L_{Σ} – економічний показник довжини лінії.

Питомі капіталовкладення в електропередачу, приведені до 1 км довжини лінії:

$$K_{y\partial}^2 = \frac{K_{\text{Л}}^{\Sigma}}{L_{\Sigma}} = \frac{697,6}{158,4} = 4,4 \text{ млн. грн/км}. \quad (5.15)$$

Питомі капіталовкладення в підстанцію, приведені до 1 кВА встановленої потужності підстанції:

$$K_{y\partial}^{\text{П}} = \frac{K_i}{S_s} = \frac{K_i}{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}, \quad (5.16)$$

де P_i і Q_i – активна та реактивна потужності підстанції, відповідно.

Врахуємо, що капіталовкладення у підстанції відрізняються в переважній більшості тільки базисними показниками вартості, тому для цілей оцінки

ефективності прийнятих рішень капіталовкладення замінимо базисними показниками вартості (табл. 5.6).

Таблиця 5.6 – Питомі капіталовкладення у підстанції

№ п/ст	P_i , МВт	Q_i , Мвар	S_i , МВ·А	K_i , млн.грн.	K_{ydi}^{Π} млн.грн/МВА
1	29,00	18,24	34,26	40,6	1,184
2	50,00	28,34	57,47	23,31	0,404
4	18,00	10,84	21,01	21,28	1,012

Показник для ПС1 завищений у зв'язку з її системоутворюючою роллю в мережі для забезпечення надійності електропостачання.

Визначимо питомі капіталовкладення у підстанції для всієї мережі

$$K_{y\partial}^3 = \frac{K_{\Pi}^{\Sigma}}{\sum S_{mp}^{ном} n_{Ti}} = \frac{67,2 \cdot 10^3}{(25 + 40 + 16) \cdot 2 \cdot 10^3} = 4,16 \text{ млн. грн/МВА}, \quad (5.17)$$

де $S_{mp}^{ном}$, n_{Ti} – номінальна потужність і кількість трансформаторів на підстанціях, відповідно.

5.4 Визначення собівартості передачі енергії та рентабельності

При відомій величині сумарних щорічних витрат може бути визначена середньорічна собівартість передачі 1 кВт·год електроенергії електричною мережею. Вона дорівнює відношенню щорічних витрат до кількості корисно переданої споживачам електроенергії на 100 км:

$$C = \frac{I}{P^{\Sigma} T_m \frac{l_{mp}}{100}} = \frac{85,2 \cdot 10^3}{97 \cdot 5000 \cdot \frac{99}{100}} = 0,177 \text{ грн/кВт год}, \quad (5.18)$$

де T_m – час використання максимального навантаження.

Шляхом порівняння величин собівартості та питомих капіталовкладень, отриманих у кваліфікаційній роботі, із середніми значеннями оцінимо доцільність прийнятих проектних рішень.

В умовах ринку найбільш значущими показниками ефективності елементів електромережевого комплексу можуть служити загальний прибуток m_0 та рен-

табельність підприємства. Дані показники ілюструють ефективність використання ресурсів, можливість і швидкість поповнення основних грошових фондів.

Визначимо загальний прибуток m_0 електромережевого підприємства:

$$m_0 = (Y_0 - C)P = (0,336 - 0,177) \cdot 868 \cdot 10^3 = 137,6 \cdot 10^3 \text{ тис. грн./рік}, \quad (5.19)$$

де C – собівартість передачі електроенергії; Y_0 – тариф на електроенергію для електроспоживачів на оптовому ринку; P – обсяг виробництва, який визначається за формулою:

$$P = P_z \cdot 8760 = 99,09 \cdot 8760 = 868 \cdot 10^3 \text{ МВт год/рік}, \quad (5.20)$$

де P_z – сумарна генерація станції 1.

Визначимо коефіцієнт рентабельності:

$$k_{рен} = \frac{m_0}{m_1} = \frac{137,6 \cdot 10^3}{111,2 \cdot 10^3} = 1,24, \quad (5.21)$$

де m_1 – прибуток від реалізації електроенергії споживачам, який визначається за формулою:

$$m_1 = Y_0 \cdot P_p = 0,336 \cdot 330,9 \cdot 10^3 = 111,2 \cdot 10^3 \text{ тис. грн/рік}. \quad (5.22)$$

де P_p – обсяг реалізації електроенергії з урахуванням 2-3 діб планового ремонту:

$$P_p = P_n \cdot \tau = 97 \cdot 3411 = 330,9 \cdot 10^3 \text{ МВт год/рік}.$$

де P_n – сумарне споживання потужності електроспоживачами з розрахунку нормального режиму.

Відзначимо, що електромережеве підприємство отримує загальний прибуток у розмірі 137 млн. грн, який поповнює загальні фонди. Загальні фонди потрібні для покриття витрат на інновації, служать резервом при надзвичайних ситуаціях.

Підприємство здійснює свою діяльність на ринку з економічною ефективністю (рентабельністю) рівною 124 %.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено повний комплекс інженерних розрахунків та аналітичних досліджень, спрямованих на розроблення підстанції 110 кВ і технічний аналіз прилеглої ділянки електричної мережі.

1. Розроблено районну електричну мережу та виконано розрахунок балансів активної і реактивної потужностей. Проведено аналіз структури системи, визначено потужності підстанцій і основних вузлів споживання. Розраховано необхідні резерви активної й реактивної потужності, а також потребу у компенсувальних пристроях для забезпечення необхідного коефіцієнта потужності.

2. Здійснено розрахунок нормальних і аварійних режимів роботи електричної мережі, а також визначено струми коротких замикань. На основі створеної схеми заміщення проведено моделювання роботи системи в середовищі *Circuit Maker*, що дозволило оцінити напруги на шинах підстанцій, втрати потужності та характер перерозподілу струмів.

3. Виконано технічне розроблення підстанції 110/10 кВ, вибрано кількість і потужність силових трансформаторів, а також здійснено підбір основного електротехнічного обладнання. Розраховано струми нормального та максимального режимів, виконано перевірку вибору вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму і напруги, а також струмоведучих частин за умовами термічної й електродинамічної стійкості.

4. Четвертий розділ присвячено питанням охорони праці, блискавкозахисту, пожежної безпеки та дій у надзвичайних ситуаціях. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів, що можуть виникати під час експлуатації підстанції.

5. Виконано техніко-економічний розрахунок мережі. Визначено втрати потужності та електроенергії, обсяг капіталовкладень, питомі капіталовкладення та собівартість передачі електроенергії. Розраховано показники рентабельності та економічної доцільності реалізації проекту.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
2. Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.
3. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
4. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства: навчальний посібник. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
5. Бурбело М. Й., Гадай А. В. Динамічна компенсація реактивної потужності в пускових режимах електроприводів: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2010. 104 с.
6. NKU. Конденсаторні установки для компенсації реактивної потужності [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://krm.nku04.com.ua>. Дата звернення: 12.10.2025.
7. Козирський В. В., Каплун В. В., Волошин С. М. Електропостачання в агропромисловому комплексі: підручник. Київ: Аграрна освіта, 2011. 448 с.
8. Бойко В. С., Бойко В. В. Теоретичні основи електротехніки: підручник. Київ: ІВЦ Видавництво «Політехніка», 2004. 272 с.
9. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі: навч. посіб. Івано-Франківськ: Факел, 2004. 272 с.
10. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств: підручник для студентів електромеханічних спеціальностей. Харків: ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.
11. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електропостачання. Львів: Львівська політехніка, 2005. 324 с.

12. Правила улаштування електроустановок Харків: Видавництво «Форт», 2017. 716 с.
13. Левонюк В. Основи електропостачання: методичні вказівки для виконання курсової роботи для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освіти зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Львів: ЛНАУ, 2019. 59 с.
14. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання електроенергетичних систем. Львів: Вища школа. Видавництво при Львівському університеті, 1988. 248 с.
15. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: НУ «ЛП», 2001. 596 с.
16. Circuit Maker [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://apkpure.com/ru/circuit-maker/com>. Дата звернення: 15.10.2025.
17. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. Донецьк: НГУ, 2015. 540 с
18. Давиденко Л. В., Коменда Н. В., Давиденко В. А., Євсюк М. М. Електропостачання промислових об'єктів: практикум. Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022. 244 с.
19. Іноземцев Г. Б., Козирський В. В. Оптимізаційні задачі в енергетиці сільського господарства. Київ: Видавничий центр НУБіП України, 2014. 172 с.
20. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
21. Siemens. Вакуумні силові вимикачі 3АН3: каталог/Siemens. 2018. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:60db85d8-5264-45d4-943a-f22966dddcf3/ru-3ah3-catalogue.pdf>
Дата звернення: 20.10.2025.
22. <https://energoprof.com.ua/>
23. <https://www.se.com/ua>
24. <https://www.rva.rv.ua/>

25. Мартиненко І. І., Лисенко В. П., Тищенко Л. П. Проектування систем електрифікації та автоматизації АПК: підручн. Київ: Аграрна освіта, 2008. 330 с.
26. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж: навч. посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 238 с.
27. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0093-98#Text>
28. <https://zakon.rada.gov.ua/go/va037282-99>
29. Лехман С. Д. Запобігання аварійності і травматизму у сільському господарстві: навч. посібник. Київ: Урожай, 1993. 272 с.
30. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
31. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
32. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику. Методика. (Загальні методичні положення). Київ: Міненерго України, 1995. 34 с.

ДОДАТКИ

Додаток А Результати розрахунку ескізів мережі

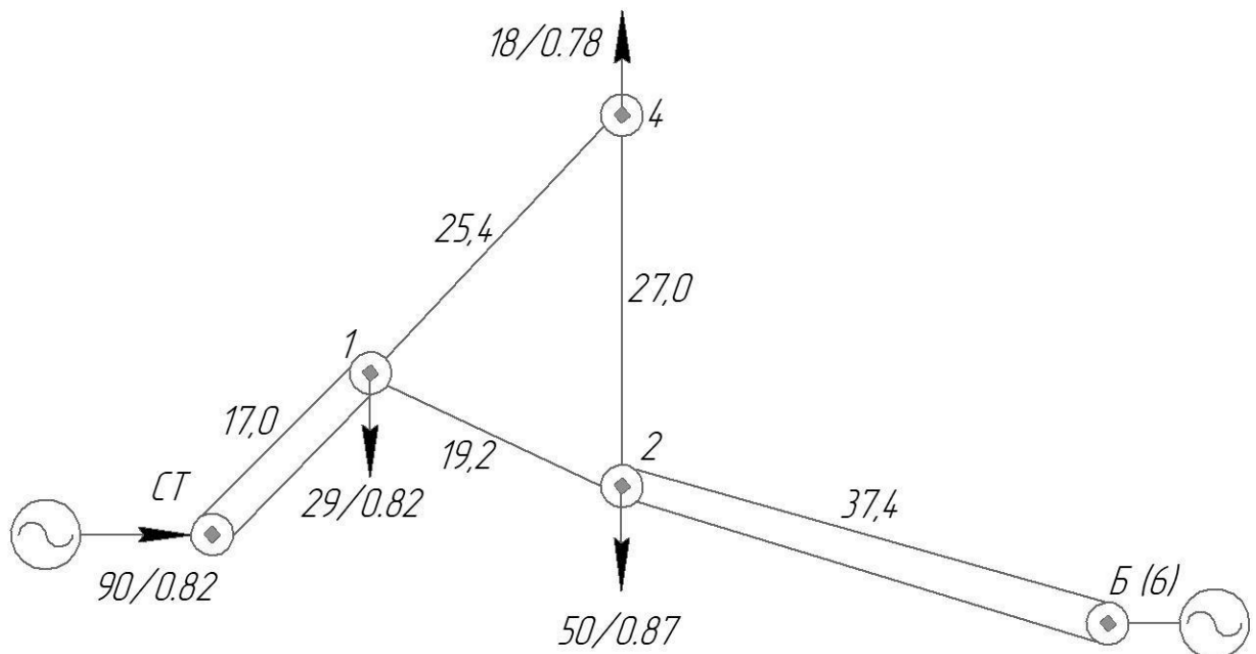


Рисунок А.1 – Потокорозподілу ескізу мережі №2

Таблиця А.1 – Оцінка напруг ділянок мережі ескізу №2

Ділянка мережі	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	n_k , шт	$U_{ij}^{розр}$, кВ	$U_{ij}^{ном}$, кВ
СТ-1	90	17	2	84,1	110
1-4	23,1	25,4	1	97,3	110
1-2	37,9	19,2	1	69,5	110
2-4	5,13	27	1	89,5	110
Б-2	7	37,4	2	54,1	110

Таблиця А.2 – Результати визначення опорів окремих ділянок електричної мережі ескізу №2

Ділянка мережі	l_{ij} , км	n_k , шт	Z_{ij} , Ом
СТ-1	17	2	$1,7 + j3,39$
1-4	25,4	1	$5,09 + j10,2$
1-2	19,2	1	$3,84 + j7,68$
2-4	27	1	$5,4 + j10,8$
2-Б	37,4	2	$3,74 + j7,48$

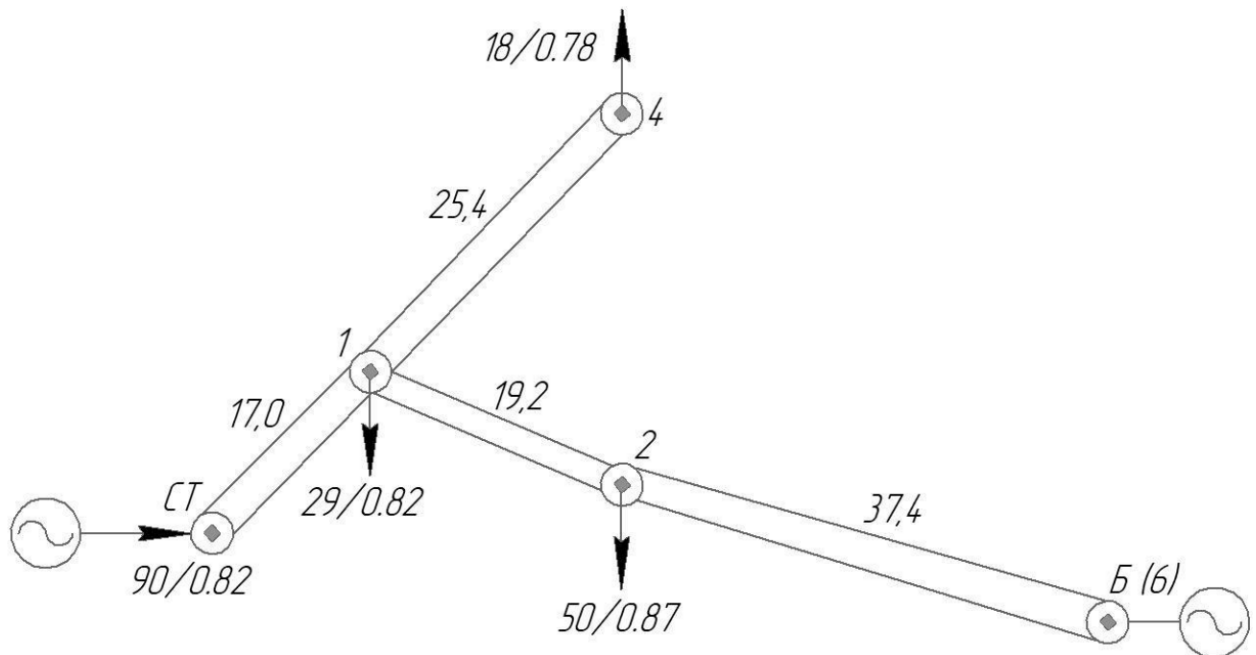


Рисунок А2 – Потокорозподілу ескізу мережі №3

Таблиця А.3 – Оцінка напруг ділянок мережі ескізу №3

Ділянка мережі	P_{ij} , МВт	l_{ij} , км	n_k , шт	$U_{ij}^{розр}$, кВ	$U_{ij}^{ном}$, кВ
СТ-1	90	17	2	84,1	110
1-4	18	25,4	2	70,7	110
1-2	43	19,2	2	84,5	110
Б-2	-7	37,4	2	54,1	110

Таблиця А.4 – Результати визначення опорів окремих ділянок електричної мережі ескізу №3

Ділянка мережі	l_{ij} , км	n_k , шт	Z_{ij} , Ом
СТ-1	17	2	$1,7 + j3,39$
1-4	25,4	2	$2,54 + j5,09$
1-2	19,2	2	$1,92 + j3,84$
2-Б	37,4	2	$3,74 + j7,48$